

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE ET GÉNIE INFORMATIQUE

PAR
Pierre Hubertin ANDRIANIRINA

ÉTUDE ET DÉVELOPPEMENT DES MÉTHODES DE CONTRÔLE DES
HARMONIQUES DANS LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION ÉLECTRIQUE

AVRIL 2007

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

Remerciements

Je voudrais tout d'abord remercier, le groupe de recherche de M. Pierre Sicard et l'Ex Chaire de Recherche Hydro Québec de l'UQTR pour la subvention dont j'ai bénéficiée.

Je remercie M. Xu Jianghong pour avoir lancé le projet avec l'énergie nécessaire pour avoir coordonné le travail d'équipe avec M. Ahmed Cheriti et pour m'avoir soutenu.

Je remercie le feu Éloi Ngandui pour la curiosité et l'ouverture d'esprit dont il a fait preuve. Je le remercie aussi, malgré sa disparition, pour le temps qu'il a consacré au suivi de mon travail et pour sa participation à l'annotation des textes.

Je suis reconnaissant envers M. Ahmed Cheriti d'avoir apporté son soutien aux moments importants, me permettant de mener à terme mon mémoire à bonne fin.

Merci à M. Gabriel Rakotonirina pour avoir souvent témoigné de l'intérêt pour la progression de mon travail.

Merci à M. Moussa Zerbo pour la qualité des discussions qui ont ponctué ce travail et pour son soutien technique.

Merci à Mlle Angeline Laurence pour la finesse de son jugement.

Je ne peux clore mes remerciements sans rendre un hommage à toute l'équipe du laboratoire ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué à la concrétisation de ce travail.

Je dédie ce modeste travail à ma famille qui m'a soutenu moralement et financièrement tout au long de cette période.

Résumé

Actuellement, les réseaux électriques de distribution se dégradent de plus en plus à cause de la prolifération des équipements électroniques qui polluent considérablement l'ensemble du système. Ces phénomènes nouveaux sur le réseau ont engendré un certain nombre de perturbations allant du dysfonctionnement d'un équipement jusqu'à la destruction d'une partie des équipements connectés. Par conséquent, les études des harmoniques deviennent une préoccupation majeure actuelle. Des efforts considérables ont été faits au cours des dernières dix années pour améliorer la gestion des harmoniques dans les systèmes de distribution d'énergie électrique. Des normes pour le contrôle des harmoniques ont été établies. Des condensateurs ou filtres passifs à différents niveaux des lignes de distribution sont installés pour améliorer le facteur de puissance. Il est possible que la fréquence de résonance d'un bus coïncide ou se rapproche d'un harmonique qui entre dans le bus : il pourrait y avoir un phénomène de résonance. Ce travail traitera ce problème, qui lié à la résonance harmonique permet d'atténuer les effets néfastes et indésirables dus aux circulations des grandeurs harmoniques à travers les réseaux. On proposera une méthode permettant de commander un filtre actif ou hybride.

Table des matières

Remerciements	i
Résumé	ii
Table des matières	iii
Liste des figures	vi
Liste des tableaux	vii
Liste des symboles	viii
Principaux indices	x
1 Introduction.....	1
1.1 Problématique : La propagation des harmoniques	2
1.1.1 Classification des perturbations	2
1.1.2 Conséquences de la distorsion harmonique	5
1.1.3 Définitions, normes et réglementations	7
1.2 Atténuation des propagations d’harmoniques.....	9
1.2.1 Filtrage passif.....	10
1.2.1.1 Résonance série	12
1.2.1.2 Résonance parallèle.....	14
1.2.2 Filtres actifs	15
1.2.2.1 Topologie série.....	16
1.2.2.2 Topologie parallèle.....	16
1.2.2.3 Topologie hybride	17
1.2.3 Renforcement de la puissance de court-circuit.	18
1.3 Objectifs.....	18
1.4 Méthodologie : Analyse de phénomène d’amplification d’harmonique	19

1.5	Structure du travail de mémoire.....	20
2	Analyse du phénomène d'amplification d'harmonique dans les réseaux industriels de distribution	22
2.1	Introduction.....	22
2.2	Théorie des harmoniques	23
2.3	Définition de quantité d'harmoniques	23
2.4	Modélisations harmoniques et simulations.....	24
2.4.1	Modélisation des sources d'harmoniques.....	25
2.4.2	Modélisation classique d'un réseau	26
2.4.3	Modélisation générale.....	29
2.5	Phénomène d'amplification d'harmonique.....	31
2.5.1	Hypothèses simplificatrices de calculs	31
2.5.2	Étude analytique	32
2.6	Conclusion	34
3	Différentes méthodes de détection d'harmoniques.....	35
3.1	Introduction.....	35
3.2	Transformée de Fourier discrète (TFD).....	36
3.3	Transformée de Fourier discrète récursive (TFDR)	37
3.4	Le filtre de Kalman	40
3.4.1	Principe de base	40
3.4.2	Représentation des variables d'état d'un signal.....	41
3.4.2.1	Référence tournante.....	42
3.4.2.2	Référence stationnaire	43
3.5	Théorie des puissances active et réactive instantanées [3]	45
3.6	Considération théorique de détection des harmoniques.....	47
3.6.1	Analyse de stabilité.....	47
3.6.1.1	Méthode de détection de I_f	48
3.6.1.2	Méthode de détection de V_F	49
3.6.1.3	Méthode de détection V_{BUSh}	49
3.6.2	Résultats analytiques intermédiaires.....	50
3.6.2.1	Détection de I_{Fh}	50

3.6.2.2	Détection de V_{Fh}	51
3.6.2.3	Détection de V_{BUSh}	52
3.7	Conclusion	52
4	Structure et stratégie de commande du filtre actif	54
4.1	Introduction	54
4.2	Principe de fonctionnement du filtre hybride	54
4.3	Circuit de contrôle du filtre actif (hybride)	58
4.3.1	Circuit d'extraction d'harmonique de rang 5	59
4.3.2	Circuit d'ajustement de gain	60
4.4	Conclusion	61
5	Résultats et commentaires	63
5.1	Introduction	63
5.2	Résultats	65
5.3	Conclusion	67
6	Conclusions générales et recommandations de travaux futurs	68
	Bibliographie	70
	Annexe A	73
	Annexe B	77

Liste des figures

Figure 1-1 : Schéma équivalent d'un réseau avec la charge	4
Figure 1-2 : Différent niveau de perturbations et définition de marges	8
Figure 1-3 : Filtres passifs accordés. (a) simple accord. (b) double accord	11
Figure 1-4 : Filtres passifs, passe haut. (a) premier ordre. (b) second ordre. (c) troisième ordre.....	12
Figure 1-5 : Résonance série	12
Figure 1-6 : Topologie de la résonance parallèle	14
Figure 1-7 : Topologie série d'un filtre actif.....	16
Figure 1-8 : Topologie parallèle d'un filtre actif.....	17
Figure 1-9 : Configuration de la topologie hybride.....	18
Figure 2-2 : Modèle basique de la charge	30
Figure 2-3 : Schéma simplifié autour de la fréquence de résonance.....	31
Figure 2-4 : Circuit monophasé équivalent	32
Figure 3-1 : Circuit équivalent sans tension harmonique.....	48
Figure 5-2 : Représentation graphique de l'impédance du réseau au point Y en fonction de la fréquence	64
Figure 5-3 : Allure des tensions aux différents points (figure 5-1).....	65
Figure 5-4 : Formes d'onde avant l'installation du filtre.....	66
Figure 5-5 : Formes d'onde avec filtre hybride.....	67
Figure A-0-1 : Schéma de principe du PLL	75
Figure A-0-2 : Schéma simplifié.....	75

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : TDHi pour diverses charges non linéaires [2]	5
Tableau 1-2 : Limite de composante harmonique en courant [CEI- 1000-3-2].....	10
Tableau 1-3 : Niveaux de compatibilité des harmoniques en tension [CEI-1000-2-2].....	13
Tableau 4-1 : Valeurs des composants du circuit.....	56
Tableau B-1 : Limites de courant de distorsion (en % de I_L) pour le réseau de distribution (120-69,000 V)	77
Tableau B-2 : Limites de courant de distorsion (en % de I_L) pour le réseau de transport (69,001-161,000V).....	78
Tableau B-3 : Limites de courant de distorsion (en % de I_L) pour le réseau de transport (>161,000 V).....	78
Tableau B-4 : Limite de tension de distorsion (en % V_1)	79
Tableau B-5 : Courant harmonique pour les charges non linéaires	80

Liste des symboles

φ_1	Déphasage entre le fondamental du courant de charge et la tension (rad)
φ_k	Déphasage entre l'harmonique de rang k du courant de charge et la tension (rad)
a, b	Coefficients de Fourier
C	Capacité (F)
f	Fréquence du réseau (Hz)
f_0	Fréquence du fondamentale (Hz)
f_n	Fréquence à la n-ième harmonique
f_c	Fréquence de coupure du filtre numérique Butterworth
I	Courant efficace (A)
i	Courant instantané (A)
I_{cf}	Valeur efficace du fondamental du courant de charge (A)
I_{ck}	Valeur efficace de l'harmonique de rang k du courant de charge (A)
K_G	Coefficient de gain
L	Inductance (H)
P	Puissance instantanée (W)
P_u	Puissance utile moyenne (W)
Q	Puissance réactive (VAR)

X_T	Réactance du transformateur (Ω)
V_n	Tension nominale (V)
S_n	Puissance apparente nominale (VA)
v_{cc}	Tension de court circuit (p.u)
q	Puissance réactive instantanée (VAR)
R, L	Résistance (Ω), Inductance (H)
THD	Taux global de distorsion harmonique
DTD	Demande totale de distorsion
V	Tension efficace (V)
v	Tension instantanée (V)
V_s	Valeur efficace de la tension
X	Réactance (Ω)
X_0	Réactance de l'inductance ou de la capacité à la fréquence d'accord (Ω)
Z_{scc}	Impédance de court-circuit (Ω)
Δt	Pas d'échantillonnage (s)
θ, Φ, φ	Angles de phases (rad)
Ω	Pulsation fondamentale du réseau (rad/s)

Principaux indices

-	composante continue
*	signal de référence
~	composante harmonique
l	indice relatif à la valeur du fondamental (par rapport à l'harmonique)
a-b-c	coordonnées triphasées
b	base
BUS	jeu de barre de raccordement entre distributeur et consommateur
c	indice relatif à la capacité
Ch	indice relatif à la charge
Eq	équivalent
FA	filtre actif
FP	filtre passif
h	indice d'harmonique
I	indice relatif au courant
L	indice relatif à l'inductance
max	indice maximal
min	indice minimal

n	indice d'accord du filtre passif
P _{cc}	point commun de couplage
r	indice relatif à la résonance harmonique
ref	indice relatif à la valeur de référence
s	indice relatif à la source d'alimentation du réseau de distribution
T	transposée
v	indice relatif à la tension
α - β	coordonnées orthogonales

1 Introduction

Actuellement, l'inspection des allures de courant et de tension prélevées sur les réseaux de distribution industriels devient une des préoccupations majeures dans le domaine d'ingénierie de grande puissance électrique. La forme sinusoïdale originale est loin d'être atteinte. Cette déformation persiste du fait que des courants non sinusoïdaux non contrôlés circulent incessamment dans les réseaux en question.

La présence des harmoniques sur les réseaux de distribution électrique [1] est l'effet de l'utilisation des charges ayant des comportements non linéaires; en appliquant une tension sinusoïdale à leurs bornes elles absorbent des courants non sinusoïdaux. La circulation de courants harmoniques dans les lignes et entre les charges est difficile à prédire et à contrôler. Ces courants harmoniques qui sont classés comme étant de la pollution harmonique entraînent la dégradation de la qualité d'énergie dans le réseau industriel de distribution. Avec la prolifération des charges non linéaires comme les redresseurs à diode/thyristor, les courants non sinusoïdaux se propagent à travers les réseaux de distribution. La dégradation de la qualité de l'énergie se manifeste entraînant l'écroulement de la tension voire même le système de distribution. Notamment, la qualité de la tension ou des courants harmoniques dans les systèmes de distribution de puissance électrique devient un des problèmes sérieux tant pour les compagnies d'électricité que pour les clients.

Les filtres passifs [1] existant dans le réseau peuvent altérer d'une manière indirecte la propagation des harmoniques mais leur comportement dépend fortement de la structure du réseau. Les filtres actifs, avec un comportement plus autonome, peuvent réagir directement sur le courant ou la tension harmonique dans le réseau. Comme compensateur d'harmoniques, leurs avantages par rapport aux filtres passifs ont été démontrés dans de nombreuses applications [1], [2], [7].

Cependant, l'utilisation de dispositifs actifs comme les filtres actifs (ou hybrides) pour le contrôle de la propagation des harmoniques sera abordée dans ce travail pour améliorer et atténuer le problème lié à la résonance harmonique ou à la propagation des harmoniques.

1.1 Problématique : La propagation des harmoniques

1.1.1 Classification des perturbations

Les récepteurs peuvent être répertoriés en deux groupes principaux, selon leurs spécifications [2], [3]:

Les récepteurs (aussi charges) linéaires.

Les récepteurs non-linéaires.

Une charge est appelée « linéaire » si le courant qu'elle absorbe est sinusoïdal lorsqu'elle est alimentée par une tension sinusoïdale. Toutefois, le courant et la tension peuvent être déphasés selon la configuration. Les charges linéaires fréquemment utilisées sont constituées de résistances, d'inductances et de capacités. Ce type de récepteur ne génère pas d'harmoniques. On peut citer : moteur en régime établi, convertisseurs, lampes à incandescence, ...

Une charge est dite « non-linéaire » si le courant absorbé n'est pas sinusoïdal lorsqu'elle est alimentée par une tension sinusoïdale. Ce type de récepteur est généralement générateur d'harmoniques. Cette classe de charges englobe les alimentations à découpage, moteurs au démarrage, mise sous tension de transformateurs, les convertisseurs statiques, les circuits magnétiques saturés, les lampes à décharges, ...

D'après FOURIER [4], on a démontré que toute fonction périodique $y(t)$ non sinusoïdale de fréquence f peut être représentée selon la décomposition harmonique sous la forme d'une somme composée :

d'un terme sinusoïdal à la fréquence f de valeur efficace Y_1 . Ce terme est appelé fondamental.

de termes sinusoïdaux dont les fréquences sont égales à n fois la fréquence du fondamental et de valeurs efficaces Y_n . Ces autres fréquences multiples du fondamental sont appelées harmoniques.

d'une éventuelle composante continue d'amplitude Y_0 .

$$y(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{n=\infty} Y_n \sqrt{2} \sin(n\omega t - \varphi_n) \quad \text{Éq. 1-1}$$

La modélisation d'un réseau [4] et sa charge de la figure 1-1 (selon le modèle simplifié) peut nous conduire aux équations ci-dessous. Si on considère le système suivant :

$$v_s(t) = V_s \sqrt{2} \sin(2\pi f_0 t) \quad \text{Éq. 1-2}$$

$$i_c(t) = i_{cf}(t) + i_{ch}(t) \quad \text{Éq. 1-3}$$

$$i_{cf}(t) = I_{cf} \sqrt{2} \sin(2\pi f_0 t + \varphi_1) \quad \text{Éq. 1-4}$$

$$i_{ch}(t) = \sum_{k=2}^{\infty} I_{ck} \sqrt{2} \sin(2\pi f_0 t + \varphi_k) \quad \text{Éq. 1-5}$$

Généralement, le schéma d'un réseau de tension et d'une charge est représenté par la figure 1.1. La modélisation de la source (monophasée) est simplifiée par une tension d'alimentation parfaite (tension sinusoïdale) v_s et d'une impédance de court-circuit Z_{scc} .

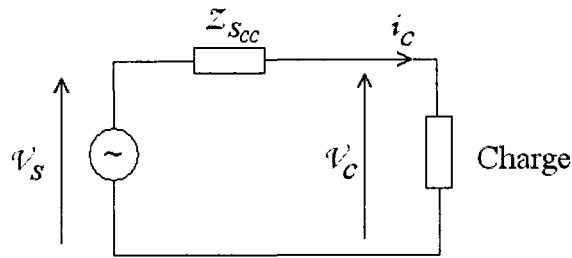


Figure 1-1 : Schéma équivalent d'un réseau avec la charge

Si $|Z_{scc}^k|$ et φ_{scc}^k sont respectivement le module et l'argument de l'impédance de court-circuit pour l'harmonique de rang k ; dans ce cas, la tension v_c au point de raccordement entre le réseau et la charge est [2] :

$$v_c(t) = v_{c1}(t) + \sum_{k=2}^{\infty} v_{ck}(t) \quad \text{Éq. 1-6}$$

$$v_{c1}(t) = v_s(t) - |Z_{scc}^1| I_{cf} \sqrt{2} \sin(2\pi f_0 t + \varphi_1 - \varphi_{scc}^1) \quad \text{Éq. 1-7}$$

$$v_{ck}(t) = -|Z_{scc}^k| I_{ck} \sqrt{2} \sin(2\pi k f_0 t + \varphi_k - \varphi_{scc}^k) \quad \text{Éq. 1-8}$$

avec v_{c1} et v_{ck} sont respectivement la tension au point de raccordement entre le réseau et la charge pour la fréquence fondamentale et harmonique de rang k . Les courants harmoniques entraînent la déformation de la tension à la charge par l'intermédiaire de l'impédance de court-circuit. Plus l'impédance de court-circuit est élevée, plus la déformation est importante.

On définit le taux de distorsion harmonique en courant, noté TDH_i , et le taux de distorsion harmonique en tension, noté TDH_v , les quantités suivantes :

$$TDH_i = \sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} \left(\frac{I_{ck}}{I_{c1}} \right)^2} \quad \text{Éq. 1-9}$$

$$TDH_v = \sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} \left(\frac{V_{ck}}{V_{c1}} \right)^2} = \sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} \left(\frac{|Z_{sc}^k| I_{ck}}{V_{c1}} \right)^2} \quad \text{Éq. 1-10}$$

Ces deux expressions montrent que le TDH_i ne dépend que des valeurs efficaces du courant de la charge tandis que TDH_v est fonction des courants harmoniques, qui caractérisent la charge et l'impédance de court-circuit, imposé par la configuration du réseau.

L'impédance de ligne participe aussi à cette manifestation du fait que « *l'effet de peau* » des conducteurs de forte section qui sont amenés à véhiculer des courants harmoniques de rang élevé.

A titre d'exemple, le tableau 1.1 nous montre différents taux de distorsion en courant.

Tableau 1-1 : TDHi pour diverses charges non linéaires [2]

Charges non linéaires	TDHi (%)
Variateurs de vitesse	80
Alimentations de micro-ordinateur	70
Tubes fluorescents	>100

1.1.2 Conséquences de la distorsion harmonique

Les charges non-linéaires risquent de perturber le fonctionnement des autres dispositifs branchés au réseau si des courants harmoniques circulent sur ce dernier car ils modifient la tension. Les effets sont nombreux, mais les principales conséquences néfastes instantanées [2] et aussi à court terme sont citées ci-après :

- Échauffement

Les pertes par effet Joule sont la somme des pertes issues du fondamental et celles générées par les composantes harmoniques, si on suppose une résistance constante et indépendante de fréquences harmoniques :

$$P_{Joule} = RI_C^2 = RI_{C_1}^2 + R \sum_{k=2}^{\infty} I_{C_k}^2 \quad \text{Éq. 1-11}$$

Selon cette expression, le second terme, qui est la somme des composantes harmoniques ne favorise pas la performance des équipements. En effet, il diminue le rendement (exemple : cas de moteurs, transformateurs, ...).

- Trouble de fonctionnement de certains équipements

Les équipements susceptibles d'être sensible au passage par zéro de courant ou de tension peuvent subir des perturbations, en présence d'harmoniques dans ces deux grandeurs car elles peuvent changer plusieurs fois de signe au cours d'une demi-période. Citons : les écrans d'ordinateurs, téléviseurs, précision des appareils de mesure...

- Interférences dans les systèmes de communication

Le couplage électromagnétique entre les réseaux électriques et de communication peut engendrer des interférences [4]. La juxtaposition des lignes électriques (réseaux) où circulent des courants harmoniques, produit par le phénomène d'induction, des tensions harmoniques car l'importance des interférences est fonction de l'amplitude, et de la fréquence des courants électriques ainsi que l'importance du couplage électromagnétique entre les réseaux.

- Les composants : condensateurs, thyristors ...

En présence d'harmonique, l'impédance d'un condensateur est :

$$Z_{cond} = \frac{1}{C.\omega} = \frac{1}{2\pi f_n} \quad \text{Éq. 1-12}$$

Ceci montre que cette impédance diminue avec la fréquence [5] ce qui entraîne une augmentation d'intensité absorbée par les condensateurs provoquant ainsi des échauffements.

Les commutations des thyristors peuvent être dérangées par des grandeurs harmoniques déplaçant le passage à zéro de la tension.

- Excitation des résonances

Les installations munies de condensateurs ou d'inductances peuvent générer des fréquences de résonance proches de celles des harmoniques d'où l'apparition de la résonance harmonique. Ces événements peuvent engendrer des amplifications des composantes harmoniques permettant les apparitions des surintensités ou surtensions en générant les échauffements qui dégradent les équipements ou les câbles ... et diminuent les durées de vie de ces derniers.

Généralement, les machines statiques et tournantes sont très sensibles avec la présence des composantes harmoniques, celles-ci augmentent des pertes d'énergie par hystérésis et par courants de Foucault; elles affectent grandement les rendements : cas des transformateurs, moteurs, etc. Elles génèrent aussi des bruits et surtout des vibrations dans les appareils électromécaniques en particulier les machines tournantes dues aux champs magnétiques tournants présents dans les circuits.

1.1.3 Définitions, normes et réglementations

On cite les définitions [6] de différents niveaux et différentes marges selon les applications (figure 1-2) :

- Niveau de susceptibilité : il s'agit du niveau à partir duquel il y a dysfonctionnement d'un matériel ou d'un système.

- Niveau d'immunité : c'est le niveau d'une perturbation supportée par un matériel ou un système.
- Niveau de compatibilité : c'est le niveau maximal de perturbation auquel on peut s'attendre dans un environnement donné.
- Niveau d'émission : c'est le niveau maximal d'émission de perturbation que ne doit pas dépasser un matériel.

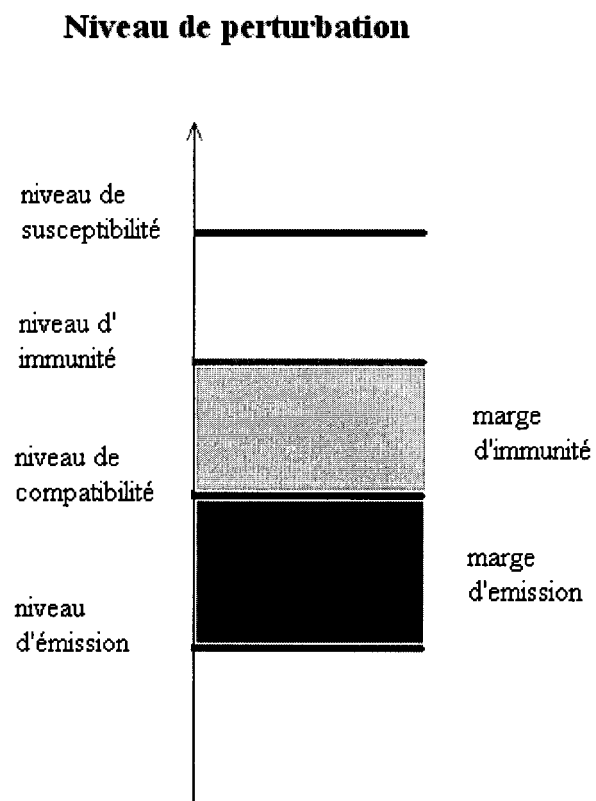


Figure 1-2 : Différent niveau de perturbations et définition de marges

- Marge d'immunité : c'est la marge qui existe entre le niveau de compatibilité et le niveau de limite d'immunité.
- Marge d'émission : c'est la marge qui existe entre le niveau de compatibilité et le niveau de limite d'émission.

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) établit les normes CEI-1000, limitant les grandeurs des courants et des tensions harmoniques à ne pas dépasser. Le tableau 1.2, qui représente la norme CEI-1000-3-2 détermine la limitation des courants pouvant être injectés dans le réseau de distribution pour des équipements du domaine domestique, absorbant un courant par phase qui est inférieur à 16 A.

Le tableau 1.3 nous montre les normes, CEI-1000-2-2 et CEI-1000-2-4, que doivent respecter au niveau des points de raccordement basse tension, sur les réseaux public et industriel.

1.2 Atténuation des propagations d'harmoniques

Les normes susmentionnées obligent les utilisateurs en particulier les industriels, qui sont supposées être les premiers concernés, à les respecter. C'est à leur responsabilité de prévoir un système permettant de réduire ou d'atténuer les composantes harmoniques. Il y a deux possibilités de solutions : utiliser un filtrage des composantes harmoniques et la seconde est d'installer des convertisseurs statiques compensant la production d'harmoniques.

Le filtrage des composantes harmoniques consiste à filtrer les courants ou les tensions véhiculant lesdites composantes. On abordera dans cette partie les théories de base associées à ce mode de filtrage. L'installation des convertisseurs statiques dépend de la réalisation des circuits.

1.2.1 Filtrage passif

Le principe consiste à piéger les courants comportant des composantes harmoniques dans des circuits LC, accordés sur les rangs d'harmoniques qu'on veut filtrer. Selon le besoin, le filtre peut comprendre une série de gradins. Chaque gradin correspond à un rang d'harmonique voulu. Dans les cas les plus courants, ce sont les harmoniques 5 et 7 [2] qui sont les plus souvent filtrés. Le dimensionnement de chaque composant utilisé dépend largement du spectre harmonique de la charge et de l'impédance de la source d'énergie. Pour filtrer un courant à une fréquence définie, un filtre résonant série LC est placé, en amont de la charge, en parallèle sur le réseau concerné.

Tableau 1-2 : Limite de composante harmonique en courant [CEI-1000-3-2]

Harmoniques impairs		Harmoniques pairs	
Rang	Courant harmonique admissible maximal (A)	Rang	Courant harmonique admissible maximal (A)
3	2.30	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.30
9	0.40	8k≤40	0.23*8/k
11	0.33		
13	0.21		
15≤k≤39	$0.15 * \frac{15}{k}$		

Ce sont des circuits monophasés (figure 1-3). Le filtre passif est moyennement efficace. Il n'offre que très peu de flexibilité et quasiment aucune évolutivité [7]. Son installation peut engendrer des résonances dépendamment des caractéristiques spécifiques du réseau en question. En cas d'une conception précise, il peut également être utilisé pour l'élimination de la distorsion harmonique déjà présente sur le réseau de distribution électrique. Si on tient compte du surdimensionnement, il peut absorber les harmoniques pouvant survenir sur ledit réseau de distribution.

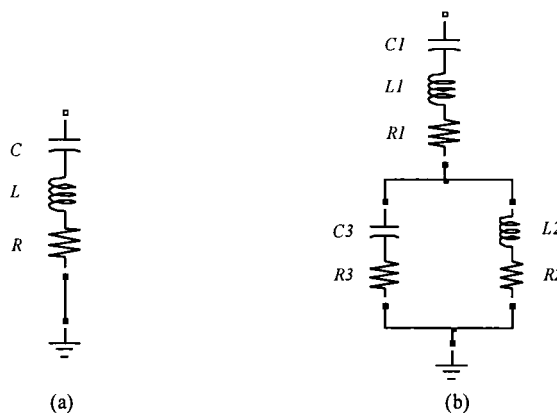


Figure 1-3 : Filtres passifs accordés. (a) simple accord. (b) double accord

L'efficacité du filtre passif dépend également de son accord par rapport à la fréquence qu'on veut piéger. Pour cela, prévoir une inductance variable pourra améliorer ce dispositif de telle sorte que les tolérances sur les valeurs de condensateurs et d'inductances n'affectent pas beaucoup le fonctionnement du filtre en question.

Le filtrage est une technique délicate. Les variations de l'impédance du réseau pourraient déstabiliser les performances du filtre en question. La figure 1-4 offre trois configurations possibles pour les filtres passifs typiques, passe haut, selon les précisions voulues. Les filtres passifs sont habituellement branchés en parallèle avec les charges concernées.

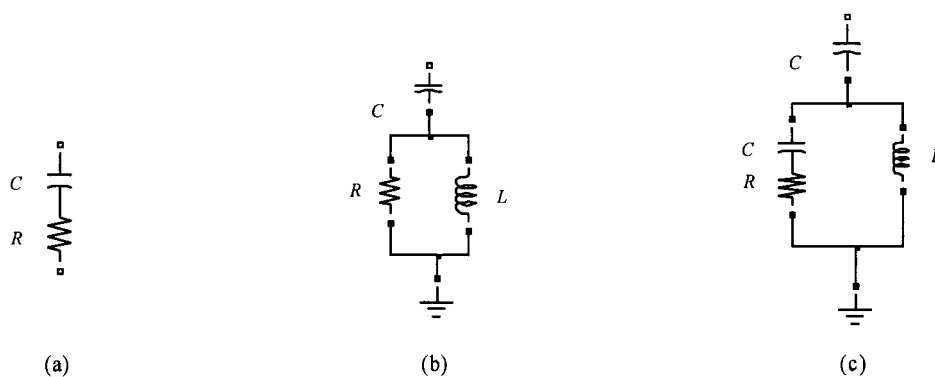


Figure 1-4 : Filtres passifs, passe haut. (a) premier ordre. (b) second ordre. (c) troisième ordre.

1.2.1.1 Résonance série

Comme montré dans la figure 1-5, si la batterie de condensateurs est en série avec la réactance du système et crée un sentier d'impédance bas au courant harmonique, une condition de résonance série peut s'établir. La résonance série peut provoquer un taux de distorsion de tension élevé entre l'inductance et le condensateur en raison du courant harmonique circulant dans la branche de basse impédance (X_L , X_C). La résonance série provoque souvent des déclenchements de fusible ou la détérioration de condensateur s'il y a surcharge du réseau.

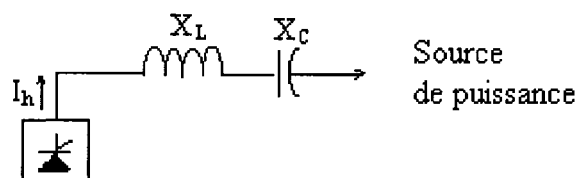


Figure 1-5 : Résonance série

Tableau 1-3 : Niveaux de compatibilité des harmoniques en tension [CEI-1000-2-2]

Harmoniques impairs non multiples de 3		Harmoniques impairs multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang	$V_k(\%)$	Rang	$V_k(\%)$	Rang	$V_k(\%)$
5	6	3	5	2	2
7	6	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	> 21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2 + 0.5 \frac{25}{k}$				

De la figure 1-5, on peut tirer la fréquence de résonance harmonique f_r :

$$f_r = \sqrt{\frac{X_L}{X_C}}$$

Éq. 1-13

avec une impédance équivalente (à la résonance harmonique) de :

$$Z_h = \frac{1 - L.C.h^2.\omega^2}{jC.h.\omega} \quad \text{Éq. 1-14}$$

La résonance correspond à l'impédance nulle.

1.2.1.2 Résonance parallèle

La figure 1.6 montre la topologie du circuit dans laquelle la résonance parallèle peut se produire. La résonance parallèle se produit quand la réactance inductive et la réactance capacitive parallèle du système sont égales à une certaine fréquence et cette combinaison parallèle semble conférer une très grande impédance à la source harmonique. La fréquence où la grande impédance se produit est la fréquence résonnante.

Quand la résonance parallèle existe sur le système de puissance, la distorsion de tension et l'amplification de résonance peuvent se produire.

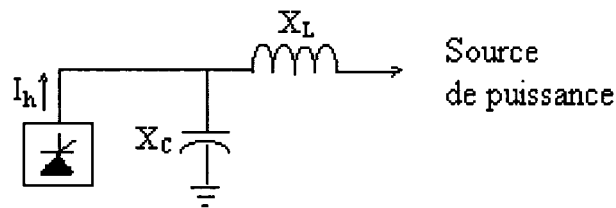


Figure 1-6 : Topologie de la résonance parallèle

La distorsion de tension au bus peut provoquer une distorsion de courants circulant dans les circuits adjacents. Le courant amplifié peut fatiguer les équipements et les détériorer aussi vite que prévu.

Dans cette topologie, la fréquence de résonance f_r est :

$$f_r = \sqrt{\frac{X_L}{X_C}} \quad \text{Éq. 1-15}$$

En analysant la figure 1-6, l'impédance équivalente est de :

$$Z_h = \frac{jL.h.\omega}{1 - L.C.h^2\omega^2} \quad \text{Éq. 1-16}$$

Dans ce cas, la résonance harmonique apparaît lorsque le dénominateur devient nul.

1.2.2 Filtres actifs

Les expériences ont montré que les filtres passifs présentent quelques inconvénients et risquent de nuire au fonctionnement du réseau à long terme (phénomène de résonance voire même harmonique, sa rigidité ne permettant pas de suivre la variation de la charge et du réseau, incontrôlable). Ces constatations amènent à trouver une nouvelle conception structurée de filtres qu'on appelle filtre actif. Malgré le prix, ce dernier gagne du terrain si on ne parle que de son utilisation en milieu industriel.

Le but est de générer soit des tensions ou courants harmoniques de telle sorte que la tension et le courant aient des allures sinusoïdales dans la mesure du possible. Le principe est d'utiliser l'électronique de puissance pour générer des composantes harmoniques qui annulent les composantes harmoniques des charges non-linéaires injectées dans le réseau. Trois topologies sont principalement utilisées à l'heure actuelle :

- la topologie série;
- topologie parallèle;
- et la topologie hybride.

1.2.2.1 Topologie série

Souvent on l'appelle filtre série, figure 1-7. Placé en série sur le réseau de distribution [8], ce genre de filtre génère des tensions harmoniques V_f . Il sert à compenser à la fois les courants harmoniques injectés par les charges et la distorsion de tension déjà présente sur le réseau. Par contre, cette topologie n'élimine pas les courants harmoniques absorbés par la charge.

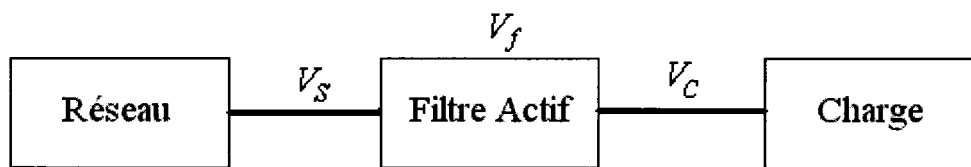


Figure 1-7 : Topologie série d'un filtre actif

La condition d'installation se pose sur le dimensionnement du filtre actif. Il est calibré en fonction de la puissance totale de la charge.

1.2.2.2 Topologie parallèle

Le filtre actif est connecté en parallèle sur le réseau (figure 1-8). Il injecte dans le réseau le complément des courants harmoniques consommés par la charge de telle sorte que la source ne fournit plus que le courant fondamental.

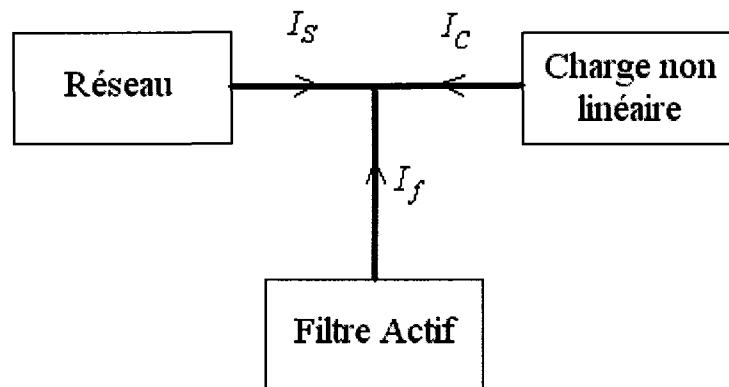


Figure 1-8 : Topologie parallèle d'un filtre actif

Si la charge non linéaire est bien connue, les grandeurs comme les courants harmoniques I_{ch} sont calculables. On peut déterminer la caractéristique du filtre actif utilisé, d'où la valeur du courant I_f . Dans ce cas là, on dit que le filtre actif est dédié car il est bien adapté à une charge non linéaire donnée.

Contrairement au cas précédent, si la charge non linéaire varie dans le temps, les grandeurs harmoniques des courants sont aléatoirement changées. Dans ce cas, l'atténuation des perturbations harmoniques admet au filtre actif de s'adapter aux variations de la charge, caractérisée par son courant I_c .

Dans ces deux conditions, le filtre actif est dimensionné pour la seule puissance harmonique (puissance générée par les courants harmoniques) de la charge non linéaire.

1.2.2.3 Topologie hybride

La combinaison des deux topologies série et parallèle donne la topologie hybride ou filtre hybride tout court (figure 1.9). Dans certaines situations, cette solution est économiquement intéressante. Le filtrage se fait en deux temps simultanément organisés : le filtre passif assure le filtrage de base, par exemple le rang 5, tandis que le filtrage actif couvre les autres rangs, grâce à son action précise et dynamique.

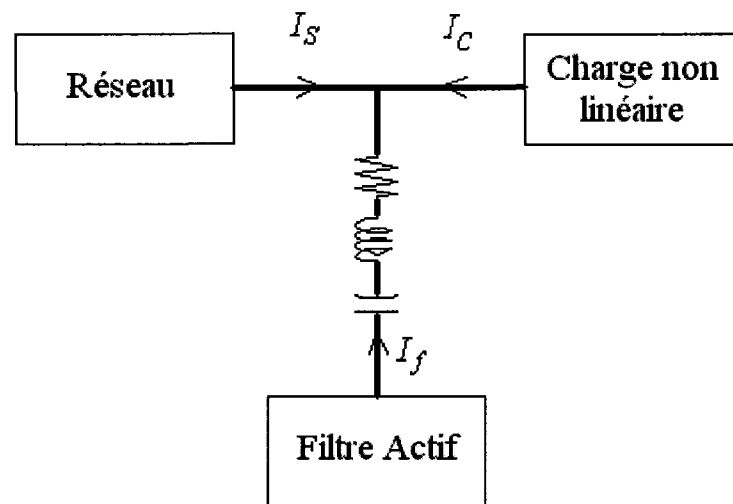


Figure 1-9 : Configuration de la topologie hybride

L'utilisation d'un filtre hybride présente aussi un avantage car on peut réduire la puissance du filtre actif, ainsi que celle du filtre passif.

1.2.3 Renforcement de la puissance de court-circuit.

Selon l'équation 1.8, la façon d'atténuer la tension générée par les harmoniques est la réduction de l'impédance totale en amont de la charge non linéaire. Cette mesure permet de réduire aussi le taux de distorsion harmonique en tension au bus ou au point de raccordement. Mais, les grandeurs de courants harmoniques ne sont pas atténuées.

1.3 Objectifs

L'analyse du phénomène d'amplification des harmoniques dans les réseaux industriels de distribution afin d'obtenir les caractéristiques souhaitées des dispositifs de contrôle d'harmoniques est un des objectifs de ce travail de mémoire. En effet, elle consiste à :

- Premièrement, déceler les causes et effets de la propagation des harmoniques dans les réseaux de distribution. Dans la suite du travail, on se limite à la résonance harmonique.
- Deuxièmement, développer les méthodes de contrôle de la propagation d'harmoniques dans le réseau industriel de distribution. Il s'agit de proposer une structure et une stratégie de commande du filtre actif ou filtre hybride qui satisfait le plus possible aux caractéristiques demandées.

1.4 Méthodologie : Analyse de phénomène d'amplification d'harmonique

Pour atteindre les objectifs du mémoire, nous débuterons d'abord par une étude bibliographique sur le réseau électrique de distribution, le comportement de charges non-linéaires, les perturbations réciproques réseau et charge, les filtres passifs et actifs, les compensateurs de puissance réactive, la modélisation et le contrôle de la propagation des harmoniques. Ces aspects permettront d'identifier et de comprendre les problèmes existants et de proposer des solutions qui pourront leur être apportées. Une étude préalable portera aussi sur les structures des réseaux industriels de distribution. Elle permettra de détailler les schémas de réseaux susceptibles d'être utiles pour ce travail et de bien délimiter ceux qui répondent aux spécifications de notre système afin d'obtenir les caractéristiques souhaitées des dispositifs de contrôle.

Par la suite, ces recherches nous permettront de faire la modélisation d'un exemple typique de réseau industriel de distribution. Les équations mathématiques régissant le système en général seront bien analysées pour représenter le système. La modélisation de l'exemple sera traitée à l'aide de l'outil Matlab/Simulink™. Elle nous aidera à voir différentes options et simulations du système et d'examiner son comportement selon les caractéristiques voulues, c'est-à-dire pour une fréquence de résonance d'un bus qui coïncide avec, ou proche d'un harmonique qui entre dans le bus. Dépendant de

l'effet de l'amortissement des autres charges connectées au bus, une résonance peut exister.

Enfin, avec les résultats de recherche et d'analyse trouvés, on étudiera et comparera les différentes stratégies de commande des filtres actifs. Les résultats de nos simulations les plus prometteurs seront proposés pour des travaux futurs.

1.5 Structure du travail de mémoire

Il est proposé d'étudier et développer des méthodes de contrôle de la propagation d'harmoniques dans les réseaux de distribution.

Ainsi, ce travail se présente comme suit :

Le chapitre 2 présente une étude sur les perturbations harmoniques dans le réseau industriel de distribution. Une hypothèse simplificatrice est imposée car nous nous intéressons à traiter le problème de résonance harmonique. Le réseau typique de distribution de la figure 2.1 peut être simplifié en gardant le bus résonant avec une partie équivalente du réseau. L'équivalence signifie que le système simplifié aura une caractéristique autour de la fréquence de résonance proche de celle originale. Le système simplifié a moins de composants et un ordre moins élevé.

Le chapitre 3 expose les différentes méthodes de détection des harmoniques. Il traite aussi l'étude et l'analyse de stabilité du système. Nous trouvons, dans cette partie les théories de détection. Trois types de détection sont à proposer et méritent une attention particulière. On tire une conclusion selon la stratégie de commande adoptée du filtre utilisé.

Le chapitre 4 traite la structure et stratégie de commande du filtre actif hybride. Il propose un circuit de contrôle répondant aux hypothèses initiales et au besoin final.

Le chapitre 5 étale les résultats de simulations des différentes configurations.

Des renseignements supplémentaires sont disponibles en annexe afin de bien suivre le contenu de ce travail.

2 Analyse du phénomène d'amplification d'harmonique dans les réseaux industriels de distribution

2.1 Introduction

Un système électrique fournit souvent des consommateurs avec les types différents de charges, incluant des charges non linéaires, comme des convertisseurs à thyristors et les redresseurs à diode monophasés ou triphasés, qui peuvent présenter des problèmes de qualité de l'énergie. La situation devient plus sérieuse avec le développement de la génération d'électronique de puissance et les convertisseurs qui sont installés dans un grand nombre de réseaux de distribution pour assurer les interfaces de différents types d'unités de génération dispersées. Dans la suite, nous considérons le réseau typique de distribution figure 2-1.

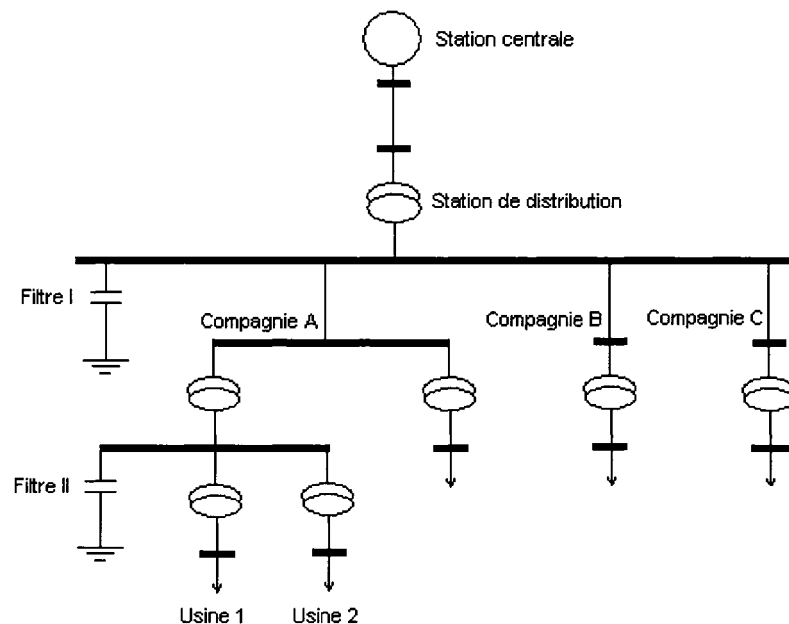


Figure 2-1 : Réseau de distribution typique

Il est divisé en trois grandes parties :

- La station centrale qui est la source de puissance;
- Station de distribution,
- Réseau des clients industriels.

2.2 Théorie des harmoniques

Dans les analyses conventionnelles, le système de réseau est modélisé comme un système linéaire avec des éléments passifs excités par des sources de tensions sinusoïdales [9], d'amplitude et fréquence variables. Toutefois, avec la prolifération générale des charges en électronique de puissance de nos jours, des quantités importantes de courants harmoniques sont injectées dans le réseau de distribution. Ces courants harmoniques perturbent non seulement les charges qui sont très sensibles avec les distorsions de forme d'onde, mais aussi entraînent des effets indésirables sur les éléments du réseau. Par conséquent, les études des harmoniques deviennent une préoccupation majeure.

Les harmoniques sont définies comme les distorsions de signaux périodique de la tension et / ou du courant dans le réseau. Tout se base sur la série de Fourier mentionnée dans le paragraphe 1.1.1.

2.3 Définition de quantité d'harmoniques

Dans le système de puissance [8], la définition d'une harmonique peut être énoncée par : une composante sinusoïdale périodique ayant une fréquence où sa fréquence est un entier multiple de la fréquence du fondamental. Ainsi, pour un système, la fréquence fondamentale est de f_0 et la fréquence de h -ième harmonique est de $h.f_0$. Les harmoniques sont souvent utilisées pour définir la distorsion du signal sinusoïdal associé avec le courant ou la tension de différentes amplitudes et de fréquences.

Les sources majeures d'harmoniques dans les réseaux électriques sont les convertisseurs statiques de puissance.

2.4 Modélisations harmoniques et simulations

Le but de l'étude de l'harmonique [10] est de quantifier le taux de distorsion en tension et en courant en différents points d'un réseau de distribution. Le résultat est très utile pour évaluer la mesure de correction et les dégâts générés par les composantes harmoniques. Les études liées aux harmoniques peuvent déterminer les conditions dangereuses de résonance et aussi vérifier la conformité avec les limites acceptables. Le besoin pour une étude harmonique peut être indiqué par la mesure excessive du taux de distorsion dans les systèmes existants ou par l'installation d'équipement produisant les harmoniques.

L'étude comporte trois étapes :

- Définition des équipements produisant les harmoniques et détermination du modèle de représentation;
- Détermination de modèles permettant de représenter les autres composants dans le système à étudier avec le réseau externe;
- Simulation du système avec différents cas.

Actuellement, beaucoup de modèles ont été proposés pour représenter les sources d'harmoniques aussi bien que les composants linéaires. Il en est de même pour les algorithmes permettant d'extraire les composantes harmoniques. Ce chapitre résume des structures qui vérifient la condition mentionnée au début, dans le but de trouver une configuration permettant de travailler et d'opérer sur la résonance harmonique en question.

2.4.1 Modélisation des sources d'harmoniques

Le modèle le plus rencontré de sources d'harmonique est sous forme de courants harmoniques [7], caractérisé par sa valeur efficace et son déphasage. Le déphasage est souvent défini par rapport à la composante fondamentale de la tension de base. Ces données peuvent être obtenues en idéalisant un modèle théorique ou par des mesures actualisées. Dans beaucoup de cas, les formes d'ondes mesurées fournissent plus de représentations réelles de sources d'harmoniques à modéliser. Ceci est particulièrement vrai si le système est en régime déséquilibré ou s'il y a des grandeurs inter-harmoniques. Si le système contient uniquement une source d'harmoniques dominant, le spectre de phase n'est pas important. Pourtant, les angles de phase doivent être représentés quand plusieurs sources sont présentes. La méthode la plus courante est de modifier le spectre de phase selon l'angle de phase de fréquence du fondamental de la tension vu par la charge. Il n'est pas très mauvais d'ignorer aussi l'angle de phase.

Sources de tension ou de courant non linéaires [10] : les sources les plus connues sont les transformateurs à cause de la non linéarité du dispositif magnétique, les tubes fluorescent ou à gaz, les fours à arcs. Des relations non linéaires existent entre la tension et le courant. Les composantes harmoniques générées par ces dispositifs sont très significatives. Il est bien préférable de représenter ces dispositifs selon leurs caractéristiques harmoniques de tension ou courant au lieu d'utiliser une simple source de tension harmonique.

Convertisseurs (électronique de puissance) : les variateurs et contrôleurs de vitesse, compensateurs statiques (VAR). Comparé avec le précédent point, les composantes harmoniques injectées par ces convertisseurs sont moins sensibles par rapport à la variation de tension de la source. Souvent on les représente par différentes sources de courants harmoniques. Il est préférable de les modéliser par plusieurs sources pour les analyses harmoniques.

Les machines tournantes : les machines tournantes sont des sources de courant harmonique. Le mécanisme de génération d'harmoniques dans les machines synchrones est unique. Seul les machines synchrones à pôles saillants dans le régime déséquilibré génèrent des harmoniques.

Sources à hautes fréquences : les dispositifs d'électronique de puissance très avancés sont présents dans les systèmes de conversion d'énergie. Ils utilisent souvent des commutations à hautes fréquences pour bien assurer la meilleure flexibilité dans la conversion de puissance. Au niveau de la conception, ces techniques réduisent beaucoup les harmoniques de rang faible. Les distorsions apparaissent là où les fréquences de commutation sont supérieures à 20 kHz. À cette fréquence, le courant de distorsion ne se propage pas assez vite dans le système mais possiblement un phénomène de résonance peut exister.

Sources d'harmonique non entier (les inter-harmoniques) : il existe plusieurs dispositifs d'électronique de puissance qui produisent de la distorsion (où les composantes sont des harmoniques). Aussi, il y a un certain nombre de dispositifs qui génèrent les composantes inter-harmoniques où ses valeurs de fréquences associées se trouvent entre deux harmoniques. Il en est de même pour les infra-harmoniques, fréquences inférieures à celle du fondamental. Ces deux catégories sont dues souvent à des variations périodiques et aléatoires de la puissance absorbée par certaines machines comme par exemple les machines commandées par train d'ondes.

2.4.2 Modélisation classique d'un réseau

La modélisation est souvent simplifiée par une source de tension superposée avec une autre source harmonique due à l'injection de courants harmoniques par la charge perturbatrice. Les autres charges qui ne polluent pas sont modélisées par des éléments linéaires comme le condensateur, l'inductance, ou la résistance.

Le réseau est caractérisé par sa puissance de court-circuit, par sa réactance en série avec une résistance, souvent négligeable par rapport à la réactance mentionnée au point de raccordement (point où l'utilisateur se branche). La valeur de la réactance est donnée par :

$$X = \frac{V_n^2}{S_{CC}} \cdot h \quad \text{Éq. 2-1}$$

La valeur résistive peut être souvent omise selon le cas de réseau : moyenne ou basse tension. Mais, en tenant compte de l'effet de peau, sa valeur est proche de :

$$R = R_1 \sqrt{h} \quad \text{Éq. 2-2}$$

En régime harmonique, un transformateur est modélisé par une réactance X_T en parallèle avec une résistance R_p , et le tout en série avec une résistance R_s . Cette valeur est finalement ramenée au secondaire :

$$X_T = \frac{u_{CC}}{100} \cdot \frac{V_{n_2}^2}{S_n} \cdot h \quad \text{Éq. 2-3}$$

$$R_p = 20 \cdot \frac{V_{n_2}^2}{S_n} \quad \text{Éq. 2-4}$$

$$R_s = \frac{1}{100} \cdot \frac{V_{n_2}^2}{S_n} \quad \text{Éq. 2-5}$$

L'effet de peau, moins significatif à la fréquence du fondamental apparaît important lorsqu'une fréquence de rang élevé est présente.

X_T représente ici la réactance de fuite du transformateur de ligne.

La ligne (ou le câble) est représentée par la configuration en π . Selon la caractéristique du câble utilisé, les valeurs des capacitances transversales peuvent être négligées.

La charge est départagée selon sa catégorie : linéaire ou non linéaire. La première est représentée par une résistance en parallèle avec une inductance selon les expressions suivantes :

$$R_{Ch} = \frac{V_n^2}{P_U} \quad \text{Éq. 2-6}$$

$$X_{Ch} = h \cdot \frac{R_{Ch}}{\tan \varphi} \quad \text{Éq. 2-7}$$

L'angle φ est le déphasage généré par la charge.

La batterie de condensateurs peut être modélisée par sa réactance X_C , et sa valeur est de :

$$X_C = -\frac{V_n^2}{h \cdot Q_C} \quad \text{Éq. 2-8}$$

En considérant toutes ces valeurs, la modélisation d'un filtre résonant est déterminée à partir des valeurs des composantes (R , L et C) selon sa puissance réactive et son facteur de qualité :

$$C_F = \frac{Q_C}{\omega \cdot h \cdot U_n^2} \quad \text{Éq. 2-9}$$

$$L = \frac{1}{2\pi \cdot f_0^2 \cdot C} \quad \text{Éq. 2-10}$$

$$R = \frac{2\pi \cdot f_0^2 \cdot L}{F} \quad \text{Éq. 2-11}$$

D'une manière générale, les charges passives linéaires ont des effets particuliers sur le réseau selon le domaine de fréquence principalement proche de la fréquence de résonance. Il est très pratique de modéliser les charges globales à partir de ses caractéris-

tiques disponibles (MW et MVAR). Ledit modèle englobe aussi la distribution y compris les stations de transformation. Dans le domaine des fréquences harmoniques, l'impédance d'un transformateur peut être comparée à une charge motrice, parce que le moteur se voit comme rotor bloqué à ces fréquences.

2.4.3 Modélisation générale

Le modèle basique de la charge est représenté par la figure 2-3. Pour caractériser ce modèle, il est nécessaire de connaître la composition de la charge typique. Ce sont des données qui ne sont habituellement pas disponibles.

Les modèles suivants ont été suggérés dans la littérature:

- « Modèle A » [1]

Une résistance R_{Ch} en parallèle avec une inductance L_{Ch} , avec :

$$R_{Ch} = \frac{V_n^2}{P_U} \quad \text{Éq. 2-12}$$

$$L_{Ch} = \frac{V^2}{2\pi \cdot f \cdot Q} \quad \text{Éq. 2-13}$$

Ce modèle suppose que la charge réactive totale est assumée par une inductance parce que la majorité de la puissance réactive provient des moteurs à induction, ce modèle n'est pas recommandé.

- « Modèle B » [1]

Une résistance R_{Ch} en parallèle avec une inductance L_{Ch} , avec :

$$R_{Ch} = \frac{V_n^2}{k.P_U} \quad \text{Éq. 2-14}$$

$$L_{Ch} = \frac{V_n^2}{2\pi.f.k.Q} \quad \text{Éq. 2-15}$$

avec $k = 0.1h + 0.9$

- « Modèle C » [1]

Une résistance R_{Ch} en parallèle avec une inductance L_{Ch} , et en série avec un transformateur d'inductance L_T , où :

$$R_{Ch} = \frac{V_n^2}{k.P_U} \quad \text{Éq. 2-16}$$

$$L_{Ch} = \frac{h.R_{Ch}}{2\pi.f.\frac{6.7Q}{P_U} - 0.74} \quad \text{Éq. 2-17}$$

$$L_T = 0.073.h.R_{Ch} \quad \text{Éq. 2-18}$$

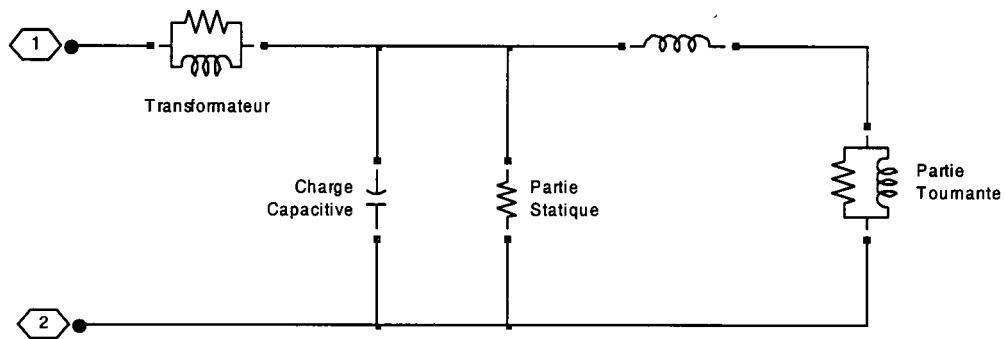


Figure 2-2 : Modèle basique de la charge

Comme on l'avait mentionné auparavant, pour simplifier le calcul, on peut représenter la source de courant harmonique, côté charge non linéaire, par une source de tension harmonique ramenée à la source principale (ce n'est qu'une représentation). Cela n'affecte rien dans la représentation en général du réseau à étudier.

2.5 Phénomène d'amplification d'harmonique

2.5.1 Hypothèses simplificatrices de calculs

Pour simplifier le système, on adopte le schéma de la figure 2-3. Le système peut être simplifié en gardant le bus résonant avec une partie équivalente du réseau.

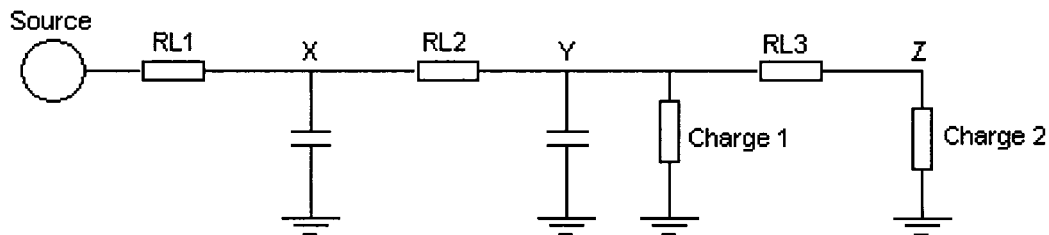


Figure 2-3 : Schéma simplifié autour de la fréquence de résonance

Dans la suite de l'analyse, on choisit le bus Y comme étant le bus où la résonance se manifeste (la fréquence de résonance est proche ou coïncide avec celle de l'harmonique). Ceci nous amène à trouver un schéma équivalent par rapport au bus résonant Y. Bon nombres d'hypothèses sont faites vu la complexité du système à étudier.

On dit équivalent parce que le système simplifié aura une caractéristique autour de la fréquence de résonance proche de celle originale. Ceci est dans le but de limiter les études selon le cadre voulu.

Les capacitances transversales sont les capacitances de compensation ou filtres passifs.

La figure 2-3 peut se transformer en trois simples branches :

- La branche comportant la source de tension ainsi que la source harmonique et l'impédance du transformateur;
- La branche de compensation où il y a le condensateur;
- Et finalement, la branche de la charge.

2.5.2 Étude analytique

En tenant compte de ces trois branches, le schéma équivalent monophasé autour du bus Y, en présence de l'harmonique 5 est représenté par la figure 2-3.

La résonance harmonique apparaît lorsque la fréquence de résonance du réseau coïncide avec une des fréquences harmoniques : 5^{ième}, 7^{ième} etc. Dans le réseau de distribution ayant plusieurs bus, chaque bus a sa fréquence de résonance. La variation de la charge peut entraîner à la résonance harmonique.

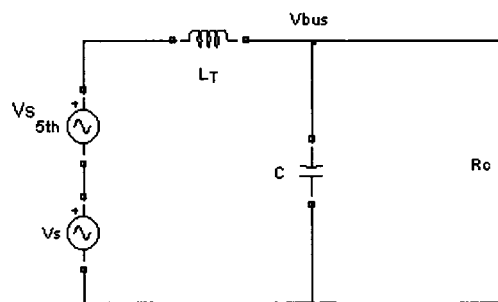


Figure 2-4 : Circuit monophasé équivalent

Où :

L_T : impédance du transformateur de ligne;

C : la capacité du condensateur pour la correction de facteur de puissance;

R_c : résistance équivalente à la charge;

ω : pulsation fondamentale de la ligne.

La tension au bus Y , en considérant la 5^{ème} harmonique V_{BUS5} est donnée par :

$$V_{BUS5} = \frac{1}{1 - (5\omega)^2 L_T C + \frac{j5\omega L_T}{R_C}} V_{S5} \quad \text{Éq. 2-19}$$

Dans le cas où il n'y a pas de charge (les clients ne se branchent pas sur le réseau), ce qui se traduit par $R_C = \infty$, la tension V_{BUS5} devient plus grand par rapport à V_{S5} et a pour valeur :

$$V_{BUS5} = \frac{1}{1 - (5\omega)^2 L_T C} V_{S5} \quad \text{Éq. 2-20}$$

Si le phénomène de propagation harmonique apparaît dans le réseau industriel de distribution, il pourrait y avoir le risque d'un phénomène de résonance harmonique. Quand la fréquence de résonance du réseau entre L_T et C coïncide avec la 5^{ème} harmonique (cas choisi dans le cadre de ce travail), l'équation 2-12 devient :

$$V_{BUS5} = \frac{R_C}{j5\omega L_T} V_{S5} \quad \text{Éq. 2-21}$$

La résonance harmonique peut être amplifiée à la tension de la 5^{ème} harmonique variant entre 4 à 10 fois même à pleine charge parce que L_T varie entre 2 à 5%.

Le système typique à étudier est représenté par la figure 2-1. Les compagnies A, B et C sont des compagnies qui se branchent sur le bus de distribution. Une compagnie peut avoir plusieurs usines où se connectent les charges : linéaires et non linéaires. Les filtres passifs ou les condensateurs à différents niveaux servent à augmenter le facteur de puissance.

2.6 Conclusion

Les études des phénomènes harmoniques deviennent une composante importante au niveau de la planification et de la conception du système de distribution. Dans l'utilisation des différentes techniques de modélisation ou logiciel pour analyser les conditions pratiques, il est important de comprendre les hypothèses simplificatrices qu'on a admises. Les modèles et les méthodes utilisées dépendent de la complexité du système et de la disponibilité de données.

3 Différentes méthodes de détection d'harmoniques

3.1 Introduction

La résonance harmonique dans les systèmes de distribution de puissance peut provoquer des surtensions et ou des surintensités de courant entraînant une instabilité de réseau, un fonctionnement anormal ou un dommage aux systèmes électriques. Le contrôle de la propagation d'harmonique par des filtres passifs peut engendrer la résonance harmonique, qui pourrait causer, par la suite, la destruction de ces filtres en question.

Bon nombre de travaux sont faits au niveau des algorithmes de détection des harmoniques, entre autres [1]:

- Les algorithmes traditionnels : transformée de Fourier Discrète (TFD) : son principe est de transformer le signal du domaine temporel au domaine fréquentiel. Les fréquences indésirables sont filtrées par la suite pour extraire les fréquences utiles. On reprend le signal fréquentiel en appliquant encore une fois la fonction inverse de la TFD;
- La transformée de Fourier discrète récursive (TFDR), méthode plus performante que la précédente : c'est à peu près le même principe que la précédente, on peut dire que c'est la TFD améliorée parce que le temps de calcul est moins long; de plus elle présente un meilleur résultat;
- Filtre de Kalman : différemment des deux techniques précédentes, le filtre de Kalman demande trois définitions préalables : les équations d'état, les équations de mesure et les matrices de covariances.

- Méthode des puissances instantanées : la dernière, la méthode des puissances instantanées est adoptée par plusieurs auteurs [1] du fait qu'elle est facile à implanter par rapport aux trois premières méthodes où les formulations sont un peu complexes, et aussi son résultat est plutôt meilleur.

3.2 Transformée de Fourier discrète (TFD)

Un signal périodique discret stationnaire de périodes N , son contenu fréquentiel peut être extrait par la transformée de Fourier discrète (TFD) [1] :

Soit la séquence $x(n)$, en appliquant la TFD, on a :

$$X(k) = \sum_{n=1}^N x(n).e^{\frac{-j2\pi(k-1)(n-1)}{N}} \quad \text{Éq. 3-1}$$

avec $1 \leq k \leq N$

où k : index fréquentiel.

La TFD inverse est donc déterminée à partir de la relation :

$$x(n) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N X(k).e^{\frac{j2\pi(k-1)(n-1)}{N}} \quad \text{Éq. 3-2}$$

avec $1 \leq n \leq N$

Cette expression peut se décomposer sous la forme :

$$x(n) = a_0 + \sum_{k=1} a_k \cdot \cos\left(\frac{2\pi k.t(n)}{N\Delta t}\right) + b_k \cdot \sin\left(\frac{2\pi k.t(n)}{N\Delta t}\right) \quad \text{Éq. 3-3}$$

avec :

$$a_0 = \frac{X(1)}{N} \quad \text{Éq. 3-4}$$

$$a_k = 2.\text{Re}\left(\frac{X(k+1)}{N}\right) \quad \text{Éq. 3-5}$$

$$b_k = -2.\text{Im}\left(\frac{X(k+1)}{N}\right) \quad \text{Éq. 3-6}$$

Où :

x étant un signal de taille N , échantillonné pendant le temps t de pas Δt .

a_k et b_k , sont les coefficients de Fourier.

Les hypothèses de base de la TFD sont :

- chaque fréquence du signal est un entier multiple de la fréquence du fondamental;
- la fréquence d'échantillonnage équivaut au nombre d'échantillons multiplié par la fréquence du fondamental adoptée par l'algorithme;
- la fréquence d'échantillonnage doit être trois fois supérieure à la plus grande fréquence dans le signal;
- le nombre d'échantillons par période est déterminé par un nombre entier à la puissance de 2;

3.3 Transformée de Fourier discrète récursive (TFDR)

La TFD de l'harmonique de rang m correspondant au pas temporel $(k-1)$, d'un signal discret $\{x_n\}$ peut être exprimée par :

$$X_m(k-1) = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j\beta_m n - j\varphi_m(k-1)} \quad \text{Éq. 3-7}$$

$$X_m(k-1) = e^{-j\varphi_m(k-1)} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j\beta_m n} \quad \text{Éq. 3-8}$$

avec j le nombre complexe, tel que $j^2 = -1$;

$\beta_m = \frac{2\pi m}{N}$, et m allant de 0 à $N-1$ (N entier pair);

φ_m représente le changement de la phase du signal de référence.

Si une autre donnée arrive à l'instant associé au pas temporel k , la nouvelle TFD devient, avec la nouvelle donnée :

$$X_m(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j\beta_m(n-1) - j\varphi_m(k)} \quad \text{Éq. 3-9}$$

$$X_m(k) = e^{j\beta_m - j\varphi_m(k)} \sum_{n=0}^{N-1} x_n e^{-j\beta_m n} \quad \text{Éq. 3-10}$$

Avec les équations 3-8 et 3-10, les coefficients x_N et x_0 sont respectivement remplacés par $x(k)$ et $x(k-N)$ pour uniformiser le modèle discret, et on a :

$$X_m(k) = e^{j\beta_m} \cdot e^{-j\varphi_m(k)} \left(e^{j\varphi_m(k-1)} \cdot X_m(k-1) + x(k) - x(k-N) \right) \quad \text{Éq. 3-11}$$

La relation $\varphi_m(k) \equiv \varphi_m(k-1) + \beta_m$ donne une solution récursive simple pour le signal harmonique de rang m , qui est :

$$X_m(k) = X_m(k-1) + e^{-j\varphi_m(k-1)} (x(k) - x(k-N)) \quad \text{Éq. 3-12}$$

La TFD inverse de l'équation 3-12 donne la composante harmonique de rang m de $x(k)$ pour les valeurs de m allant de 0 à $N/2$ et n allant de 1 à N :

$$x_m(n) = \Gamma(m) \cdot \text{Re}(X_m(k) \cdot e^{j\beta_m n} \cdot e^{j\varphi_m(k-1)}) \quad \text{Éq. 3-13}$$

Le facteur Γ est défini par :

$$\Gamma(m) = \begin{cases} N^{-1}, & \text{pour } m = 0, N/2 \\ 2N^{-1}, & \text{autrement} \end{cases}$$

La réponse du filtre TFDR à l'instant temporel k , $x_m(k)$, est obtenue par l'équation 3-13 pour $n=N$.

Pour le cas $\varphi_m(k) = \varphi_m(k-1) = 0$, on a des formes d'onde de référence stationnaires.

Dans ce cas, les équations 3-12 et 3-13 deviennent :

$$X_m(k) = e^{-j\beta_m} \cdot (X_m(k-1) + \Delta x(k)) \quad \text{Éq. 3-14}$$

$$x_m(n) = \Gamma(m) \cdot \text{Re}(X_m(k) \cdot e^{j\beta_m(n-1)}) \quad \text{Éq. 3-15}$$

pour les valeurs de n allant de 1 à N .

On remarque dans le principe du filtre TFDR qu'il donne la forme d'onde des harmoniques. La réponse est rapide pour inspecter les harmoniques évoluant dans le temps. Ce principe est dédié pour détecter spécifiquement les composantes harmoniques particulières voire même toutes les composantes harmoniques avec des précisions de calcul élevées.

Ce principe ne demande pas trop de calcul à cause de l'actualisation des valeurs de son signal immédiatement après l'entrée d'une nouvelle donnée dans le rang. Ce qui signifie que cette théorie peut suivre en temps réel l'événement. Il est plus réaliste que le TFD.

3.4 Le filtre de Kalman

Ce genre de filtre ressemble à un estimateur optimal récursif. Il s'adapte à une application en ligne [1], [2]. Son exigence repose sur deux principes :

- Les paramètres à estimer sont sous forme de modèle de variables d'état;
- La mise en équation des valeurs obtenues à la mesure discrète des variables d'état.

3.4.1 Principe de base

En considérant l'équation d'état suivante :

$$x_{k+1} = \Phi_k \cdot x_k + w_k \quad \text{Éq. 3-16}$$

avec les paramètres suivants :

x_k : vecteur d'état de dimension (n, 1) à la k -ième étape;

Φ_k : matrice d'état de transition de dimension (n, n);

w_k : la variation discrète des variables d'état due au bruit blanc.

Le terme w_k décrit par la matrice de covariance Q_k , telle que :

$$E[w_k, w_i^T] = \begin{cases} Q_k, & i = k \\ 0, & i \neq k \end{cases} \quad \text{Éq. 3-17}$$

Le filtre de Kalman nécessite un terme observateur des mesures pendant le processus.

Cette observation discrète est sous la forme :

$$z_k = H_k \cdot x_k + v_k \quad \text{Éq. 3-18}$$

avec :

z_k : vecteur d'état de dimension (m, 1) à la k-ième étape;

H_k : matrice (m, n) donnant une connexion idéale (bruit nul) entre la mesure et le vecteur d'état;

v_k : vecteur de mesure du bruit, ayant une structure de covariance connue et aussi non corrélée avec la séquence w_k .

Habituellement, le bruit s'exprime par sa variance R_k ,

$$E[v_k, v_i^T] = \begin{cases} R_k, & i = k \\ 0, & i \neq k \end{cases} \quad \text{Éq. 3-19}$$

L'initialisation du filtre de Kalman se fait par :

\hat{x}_0^- : un vecteur du processus initial;

P_0^- : matrice de covariance initiale.

Cette matrice de covariance associée à l'estimation à priori \hat{x}_k^- est définie par l'expression :

$$P_k^- = E[e_k^- \cdot e_k^{-T}] = E[(x_k - \hat{x}_k^-)(x_k - \hat{x}_k^-)^T] \quad \text{Éq. 3-20}$$

3.4.2 Représentation des variables d'état d'un signal

Pour estimer les harmoniques dans un système de réseau de distribution, deux représentations d'état sont possibles : la représentation avec la référence rotationnelle et celle avec la référence stationnaire.

3.4.2.1 Référence tournante

Admettons un signal de fréquence angulaire ω et d'amplitude $A(t)$, où $A(t)$ est une combinaison d'une valeur constante qui vient avec une composante variable dans le temps. Dans la référence tournante à une vitesse angulaire ω , le signal d'un bruit libre s'exprime par :

$$S_g(t) = A(t) \cdot \cos(\omega t + \theta) \quad \text{Éq. 3-21}$$

$$x_1 = A(t) \cdot \cos(\theta) \quad \text{Éq. 3-22}$$

$$x_2 = A(t) \cdot \sin(\theta) \quad \text{Éq. 3-23}$$

Les variables x_1 et x_2 sont deux variables contenant chacune une composante continue, pratiquement inconnue et une composante qui varie dans le temps. Ces deux variables représentent les composantes en phase et en quadrature de phase, et sont également référencées comme des variables d'état.

Dans ce cas, on peut écrire l'équation d'état par l'expression :

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_k + \begin{bmatrix} \omega_1 \\ \omega_2 \end{bmatrix}_k \quad \text{Éq. 3-24}$$

où ω_1 et ω_2 sont les représentations temporelles de la variation irrégulière des variables d'état.

L'équation de mesure contient le signal et le bruit :

$$z_k = (\cos(\omega t_k) \quad -\sin(\omega t_k)) \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_k + v_k \quad \text{Éq. 3-25}$$

v_k : le bruit de fréquence élevée.

3.4.2.2 Référence stationnaire

Soit le signal représenté par :

$$S_g(t_k) = A(t_k) \cdot \cos(\omega t_k + \theta)$$

avec :

$$x_{1_k} = A(t_k) \cdot \cos(\omega t_k + \theta) \quad \text{Éq. 3-26}$$

$$x_{2_k} = A(t_k) \cdot \sin(\omega t_k + \theta) \quad \text{Éq. 3-27}$$

à l'instant $t_{k+1} = t_k + \Delta t$, ce signal prend l'expression :

$$S_g(t_{k+1}) = A(t_{k+1}) \cdot \cos(\omega t_k + \omega \Delta t + \theta) = x_{1_{k+1}} \quad \text{Éq. 3-28}$$

$$x_{1_{k+1}} = x_{1_k} \cdot \cos(\omega \Delta t) - x_{2_k} \cdot \sin(\omega \Delta t) \quad \text{Éq. 3-29}$$

Il en est de même pour $x_{2_{k+1}}$:

$$x_{2_{k+1}} = A(t_{k+1}) \cdot \sin(\omega t_k + \omega \Delta t + \theta) \quad \text{Éq. 3-30}$$

$$x_{2_{k+1}} = x_{1_k} \cdot \sin(\omega \Delta t) + x_{2_k} \cdot \cos(\omega \Delta t) \quad \text{Éq. 3-31}$$

La variable d'état peut être représentée sous la forme :

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{pmatrix} \cos(\omega \Delta t) & -\sin(\omega \Delta t) \\ \sin(\omega \Delta t) & \cos(\omega \Delta t) \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_k + \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \end{bmatrix}_k \quad \text{Éq. 3-32}$$

Et l'équation associée à la mesure est :

$$z_k = (1 \ 0) \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}_k + v_k \quad \text{Éq. 3-33}$$

La représentation de la variable d'état d'un signal de n fréquences, c'est-à-dire le fondamental avec $(n-1)$ harmoniques est de :

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ . \\ . \\ . \\ . \\ x_{2n-1} \\ x_{2n} \end{bmatrix}_{k+1} = \begin{pmatrix} M_1 & . & . & 0 \\ . & . & . & . \\ . & . & . & . \\ 0 & . & . & M_n \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ . \\ . \\ . \\ . \\ x_{2n-1} \\ x_{2n} \end{bmatrix}_k + \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ . \\ . \\ . \\ . \\ \alpha_{2n-1} \\ \alpha_{2n} \end{bmatrix} \cdot w_k \quad \text{Éq. 3-34}$$

où les sous-matrices M_i sont données par :

$$M_i = \begin{pmatrix} \cos(i\omega\Delta t) & -\sin(i\omega\Delta t) \\ \sin(i\omega\Delta t) & \cos(i\omega\Delta t) \end{pmatrix} \quad \text{Éq. 3-35}$$

La sous-matrice M_i est de dimension 2 donc la matrice bloc M est de dimension $2n$, d'où l'indice varie de 1 à $2n$.

Et l'équation de mesure est sous la forme de l'équation 3-36.

On considère une référence stationnaire dans les modèles donnés par les équations 3-34 et 3-36. Ce qui donne que les composantes, en phase et en quadrature de phase, représentent respectivement les valeurs instantanées des formes d'ondes cosinusoïdales et sinusoïdales.

Le filtre de Kalman est une méthode d'approche fréquentielle permettant d'estimer optimalement les paramètres harmoniques qui varient dans le temps.

$$z_k = \begin{pmatrix} 1 & 0 & . & . & . & . & 1 & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ . \\ . \\ . \\ . \\ x_{2n-1} \\ x_{2n} \end{bmatrix}_k + v_k \quad \text{Éq. 3-36}$$

3.5 Théorie des puissances active et réactive instantanées [3]

La source d'alimentation est représentée par une source triphasée (u, v et w). Cette théorie consiste à changer de base :

$Base(u, v, w) \Rightarrow Base(\alpha, \beta)$ telles que :

$$\begin{pmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} v_u \\ v_v \\ v_w \end{pmatrix} \quad \text{Éq. 3-37}$$

et

$$\begin{pmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} i_u \\ i_v \\ i_w \end{pmatrix} \quad \text{Éq. 3-38}$$

On note que la $base(\alpha, \beta)$ est orthogonale, ce qui entraîne que les vecteurs v_α et I_α sont sur l'axe α tandis que les vecteurs v_β et I_β sont sur β . Ils sont tous fonction du temps.

Conventionnellement, la puissance instantanée triphasée est définie par :

$$p = v_{\alpha} \cdot i_{\alpha} + v_{\beta} \cdot i_{\beta} \quad \text{Éq. 3-39}$$

Cette valeur, selon la conservation de puissance dans le changement de base, est aussi trouvée dans cette expression conventionnelle :

$$p = v_u \cdot i_u + v_v \cdot i_v + v_w \cdot i_w \quad \text{Éq. 3-40}$$

La puissance réactive instantanée est définie, en gardant le repère relatif à la puissance imaginaire (α , β), par :

$$q = v_{\alpha} \cdot i_{\beta} - v_{\beta} \cdot i_{\alpha} \quad \text{Éq. 3-41}$$

Sous forme matricielle, on a l'expression suivante :

$$\begin{pmatrix} p \\ q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ -v_{\beta} & v_{\alpha} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{\alpha} \\ i_{\beta} \end{pmatrix} \quad \text{Éq. 3-42}$$

La puissance conventionnelle p est composée de composante continue \bar{p} , et de composante harmonique \tilde{p} :

$$p = \bar{p} + \tilde{p} \quad \text{Éq. 3-43}$$

Il en est de même pour la puissance réactive instantanée :

$$q = \bar{q} + \tilde{q} \quad \text{Éq. 3-44}$$

En considérant les équations 3-37, 3-38, et 3-42, on peut déterminer les valeurs de courants de références (i_u^* , i_v^* , i_w^*) à partir de l'équation 3-45 ([1], [3]) :

$$\begin{pmatrix} i_u^* \\ i_v^* \\ i_w^* \end{pmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \tilde{p} \\ \tilde{q} \end{pmatrix} \quad \text{Éq. 3-45}$$

Les détails de calculs sont trouvés dans le paragraphe d'extraction d'harmoniques.

3.6 Considération théorique de détection des harmoniques

3.6.1 Analyse de stabilité

Par la suite [11], trois méthodes différentes de détection des harmoniques sont à étudier et à comparer selon la stabilité. La première consiste à détecter le courant harmonique, la seconde prévoit la détection de tension harmonique apparaissant aux bornes du filtre passif, et la troisième détecte la tension harmonique au bus Y [12].

La détection de courant harmonique traversant le filtre passif, I_{Fh} , se traduit par la relation :

$$V_{FA}^* = K.I_{Fh} \quad \text{Éq. 3-46}$$

La deuxième méthode en détectant la tension harmonique aux bornes du filtre passif, V_{Fh} , permet d'écrire :

$$V_{FA}^* = K.V_{Fh} \quad \text{Éq. 3-47}$$

Si on prend comme référence le bus Y , la détection de la tension harmonique V_{BUSh} , apparaissant à ce bus donne :

$$V_{FA}^* = K.V_{BUSh} \quad \text{Éq. 3-48}$$

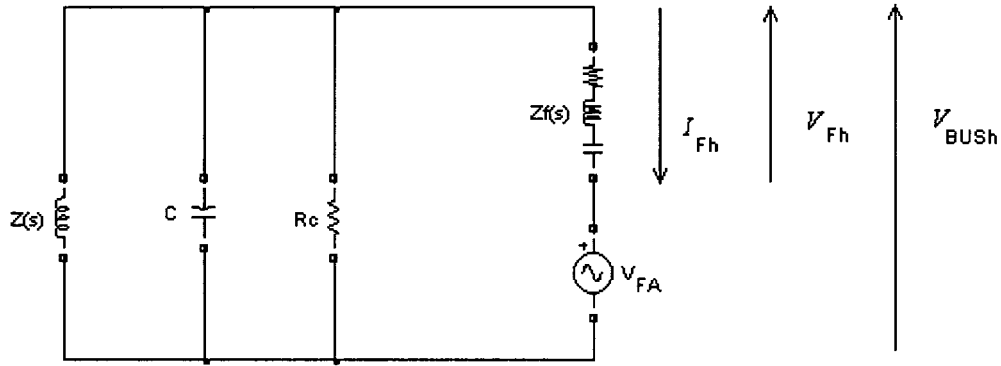


Figure 3-1 : Circuit équivalent sans tension harmonique

Pour simplifier l'analyse, le circuit d'extraction d'harmonique est supposé sans temps de délai, dans ce cas, la fonction de transfert du circuit de contrôle est simplifiée simplement par le gain K.

L'impédance totale $Z_F(s)$ du circuit de la figure 3.2 sans la tension harmonique est donnée par :

$$Z_F(s) = r_F + sL_F + \frac{1}{sC_F} \quad \text{Éq. 3-49}$$

L'impédance vue aux bornes du filtre hybride, $Z(s)$, est :

$$Z(s) = \frac{1}{\frac{1}{R_C} + \frac{1}{sL_T} + sC} \quad \text{Éq. 3-50}$$

On détermine la fonction de transfert correspondant à chaque méthode de détection d'harmonique.

3.6.1.1 Méthode de détection de I_f

La figure 3.2 nous permet de trouver la fonction de transfert entre V_{FA} et I_{fh} :

$$\frac{I_{Fh}}{V_{FA}} = -\frac{1}{Z_F(s) + Z(s)} \quad \text{Éq. 3-51}$$

Et en multipliant par le gain K , ce qui donne la fonction de transfert, $G_{I_{Fh}}(s)$:

$$G_{I_{Fh}}(s) = K \cdot \frac{I_{Fh}}{V_{FA}} = -\frac{K}{Z_F(s) + Z(s)} \quad \text{Éq. 3-52}$$

3.6.1.2 Méthode de détection de V_F

La fonction de transfert de la boucle, $G_{V_{Fh}}(s)$

$$G_{V_{Fh}}(s) = K \cdot \frac{I_{Fh}}{V_{FA}} = -\frac{K \cdot Z_F(s)}{Z_F(s) + Z(s)} \quad \text{Éq. 3-53}$$

De plus, la tension harmonique au niveau du bus Y, V_{BUSh} peut s'écrire :

$$V_{BUSh} = V_{Fh} + V_{FA} = (1 + K) \cdot V_{Fh} \quad \text{Éq. 3-54}$$

La condition idéale $V_{BUSh} = 0$ est obtenue en prenant $K = -1$.

3.6.1.3 Méthode de détection V_{BUSh}

La fonction de transfert de la boucle, $G_{V_{BUSh}}(s)$ est donnée par :

$$G_{V_{BUSh}}(s) = K \cdot \frac{V_{BUSh}}{V_{FA}} = \frac{K \cdot Z(s)}{Z_F(s) + Z(s)} \quad \text{Éq. 3-55}$$

On peut déduire aussi la tension harmonique V_{BUSh} au niveau du bus Y, par :

$$V_{BUSh} = \frac{V_{Fh}}{1 - K} \quad \text{Éq. 3-56}$$

Cette équation nous montre que pour une valeur très élevée de $K = \infty$, on peut bien réduire la tension harmonique au niveau du bus Y en question, $V_{BUSh}=0$. Prendre une valeur de K suffisamment élevée pourrait aboutir à ce résultat.

3.6.2 Résultats analytiques intermédiaires

3.6.2.1 Détection de I_{Fh}

Cette méthode de détection de I_F , avec la valeur de gain $K = -r_F$ a une marge de gain approximativement à -15dB correspondant à la fréquence autour de 300Hz, selon la figure 3-3. On peut dire que le système est stable.

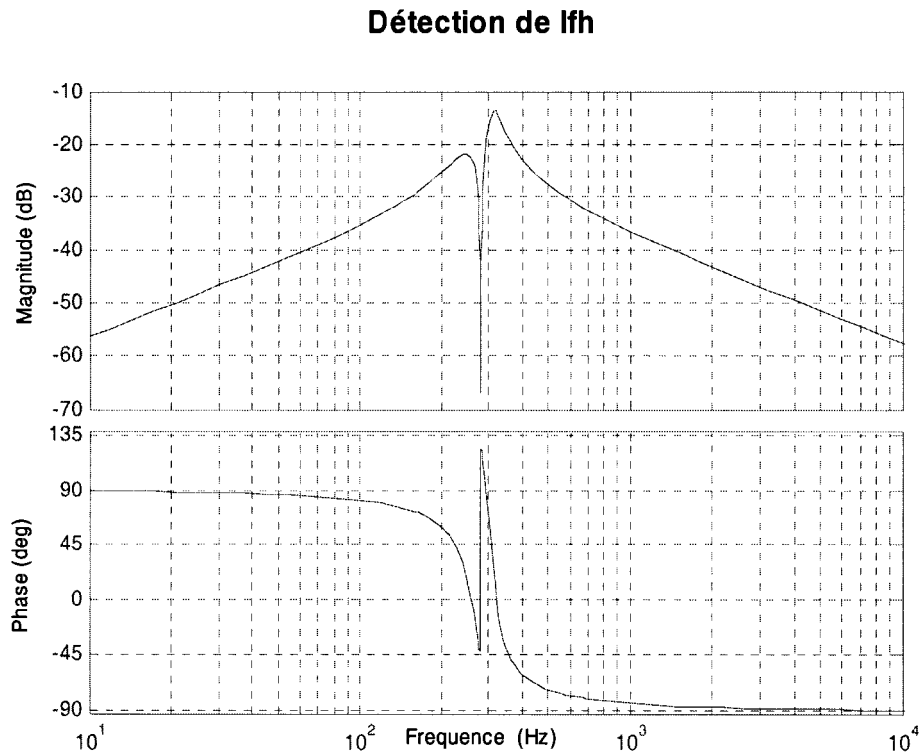


Figure 3-2 : Diagramme de Bode pour la détection de I_F

Quand le filtre passif est bien ajusté pour piéger la fréquence de valeur 300Hz, la 5^{ème} harmonique, le système est théoriquement dans sa marge de stabilité dans la condition

à vide, sans charge. Le système réel, est pourtant stable même s'il ne comporte pas de charge.

3.6.2.2 Détection de V_{Fh}

La méthode de détection de V_{Fh} , avec un gain $K = -1$ a une marge de gain 0 dB et un angle de phase pratiquement autour de 0 en dehors des fréquences de 150 Hz et de 450Hz, selon la figure 3-4. Le système est légèrement stable.

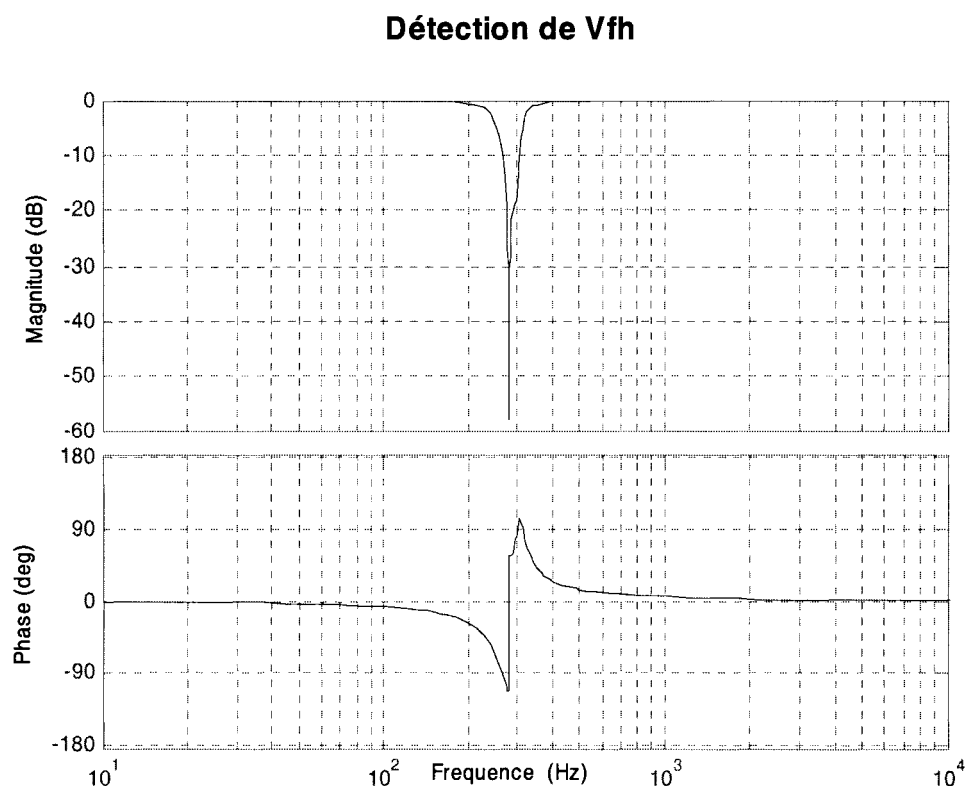


Figure 3-3 : Diagramme de Bode pour la détection de V_F

Par conséquent, le gain devrait être ajusté dans la plage $0 < K < -1$ afin d'avoir une marge de gain plus acceptable.

3.6.2.3 Détection de V_{BUSh}

Selon la figure 3-5, ce mode de détection avec un gain $K=-100$ a une marge de phase supérieure à 20° bien que le gain est supérieur à 0 dB entre la fréquence de 150 et de 600Hz. Le système est encore stable.

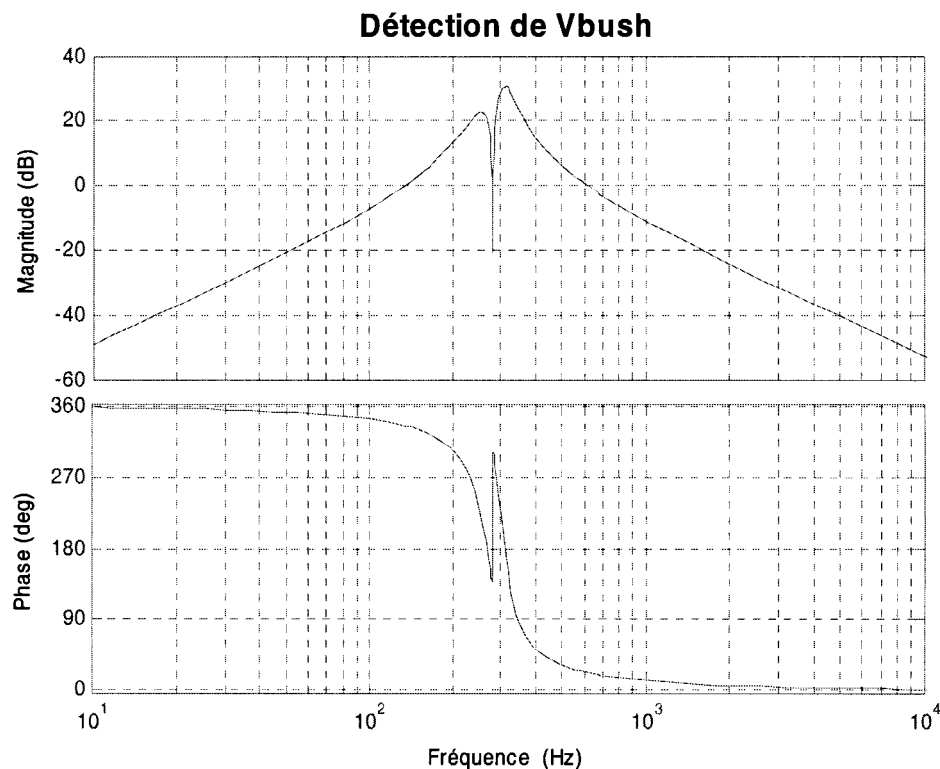


Figure 3-4 : Diagramme de Bode pour la détection de V_{BUS}

Dans tout ce qui suit, la méthode de détection de I_F est choisie comme méthode de détection parce qu'elle est plus stable par rapport aux deux autres méthodes.

3.7 Conclusion

Les différentes méthodes de détection des harmoniques nous ont montré la largesse de choix. La performance de chaque technique dépende de l'implémentation de

l'algorithme. Nous nous intéressons à l'algorithme de détection pouvant suivre approximativement à temps réel l'évolution du phénomène pour éviter les signaux inhibés.

4 Structure et stratégie de commande du filtre actif

4.1 Introduction

Pour simplifier l'analyse, le système de la figure 4-1 à étudier est composé d'une source de tension 220V, 60Hz pouvant supporter une charge de 20kW en présence d'harmoniques; il est aussi muni d'un générateur d'harmonique de rang 5 en amont du transformateur, qui est l'image de la pollution de la charge non linéaire. Le filtre hybride est composé d'un filtre actif à MLI inverseur et chaque branche est connectée en série avec un filtre passif accordé pour le rang 5 par l'intermédiaire d'un transformateur de rapport 1 :10. Le transformateur est représenté par son inductance L_T de fuite. Le condensateur C est connecté en parallèle sur le bus Y . La combinaison de L_T et de C forme un circuit de résonance série ou/et parallèle, et la fréquence de résonance est voisine de l'harmonique de rang 5.

4.2 Principe de fonctionnement du filtre hybride

La figure 4-2 résume le schéma équivalent du réseau de distribution avec le filtre hybride branché sur le bus suspecté Y . Le courant harmonique de rang 5, i_{F5} , traversant le filtre passif est détecté par le filtre actif; et l'amplification de i_{F5} , par le gain K détermine sa tension de référence :

$$v_{FA}^* = K i_{F5} \quad \text{Éq. 4-1}$$

Par conséquent, le filtre actif agit comme une pure résistance de valeur K [Ω] pour le courant et la tension de 5^{ième} harmonique. L'impédance du filtre hybride à cette fréquence de 5^{ième} harmonique, Z_5 , est donnée par l'expression :

$$Z_5 = j5\omega L_F + \frac{1}{j5\omega C_F} + r_F + K \quad \text{Éq. 4-2}$$

Où r_F est la valeur de la résistance dans le filtre passif, et L_F et C_F sont respectivement les valeurs de l'inductance et la capacité qui forment le filtre. Quand le gain K est contrôlé pour une valeur négative ($K < 0$), le filtre actif se présente comme une résistance négative vis-à-vis du reste du circuit, ce qui améliore le facteur de qualité du filtre passif, Q , pendant cette période. Le fait de supposer que le filtre passif est bien accordé à la 5^{ème} harmonique, son impédance est alors égal à r_F .

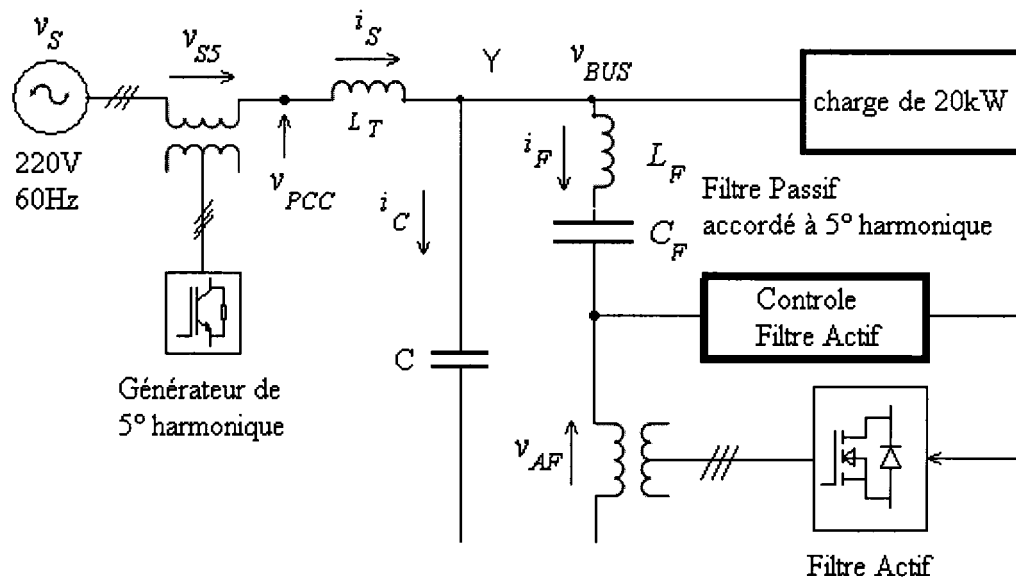


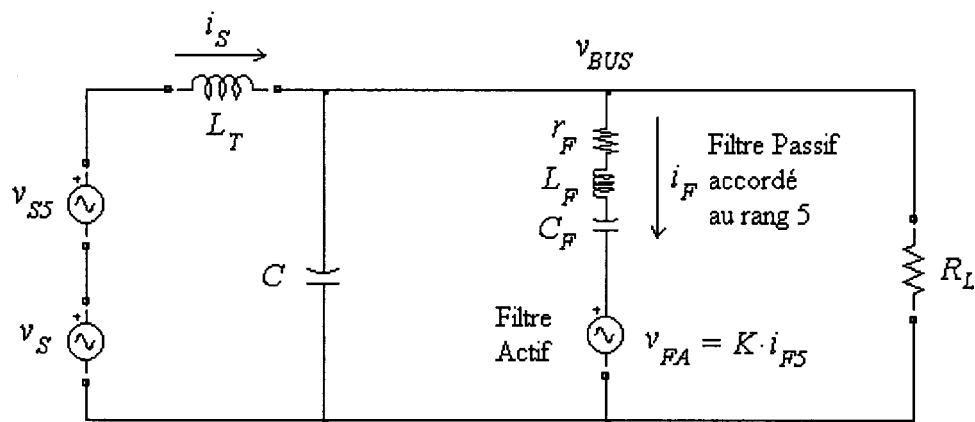
Figure 4-1 : Système réduit à étudier

N.B : Le bus en question est représenté par le point de raccordement Y , point d'installation du filtre hybride.

La figure 4-1 est la configuration réduite du réseau typique représenté par la figure 2-1, où seuls les éléments essentiels à la modélisation sont représentés.

Tableau 4-1 : Valeurs des composants du circuit

Filtre Passif accordé au rang 5	$L_F = 12 \text{ mH}, C_F = 24 \mu\text{F}$ $Q = 10, 0.43 \text{ kVA (2\%)}$
Filtre actif	0.14 kVA (0.7%)
Condensateur parallèle	$C = 900 \mu\text{F}, 14 \text{ kVA (70\%)}$
Inductance de fuite du transformateur de ligne	$L_T = 360 \mu\text{H (7\%)}$
Source	3~, 220-V, 60Hz, 20kVA (<i>base</i>)

**Figure 4-2 : Circuit équivalent monophasé**

En présence de la fréquence de 5^{ième} harmonique, le circuit est représenté par la figure 4-3. Il est bien évident que l'impédance à la 5^{ième} harmonique est nulle pour une valeur de $K = -r_F$. Ce qui veut dire qu'il n'y a pas d'harmonique de rang 5 sur le bus

commun Y en question. La tension V_{BUS5} , du bus commun à la 5^{ième} harmonique, s'exprime par :

$$V_{BUS5} = \frac{1}{1 - (5\omega)^2 L_T C + j5\omega L_T \left(\frac{1}{R_C} + \frac{1}{r_F + K} \right)} V_{S5} \quad \text{Éq. 4-3}$$

et tandis que l'expression du courant I_{S5} , qui est le seul courant harmonique circulant la branche de la source est donné par :

$$I_{S5} = \frac{j5\omega C + \frac{1}{R_C} + \frac{1}{r_F + K}}{1 - (5\omega)^2 L_T C + j5\omega L_T \left(\frac{1}{R_C} + \frac{1}{r_F + K} \right)} V_{S5} \quad \text{Éq. 4-4}$$

Ce qui montre bien que pour une valeur de $K = -r_F$, on a :

$$V_{BUS5} = 0 \quad \text{Éq. 4-5}$$

Et le courant issu de la source harmonique, et en basant avec la figure 4-3, a la valeur :

$$I_{S5} = \frac{1}{j5\omega L_T} V_{S5} \quad \text{Éq. 4-6}$$

Quand une surintensité tente de traverser le filtre passif, le filtre actif contrôle le gain K à une valeur positive. Par conséquent, le filtre actif agit comme une résistance de valeur positive, ce qui protège le filtre passif à ne pas absorber le courant de 5^{ième} harmonique.

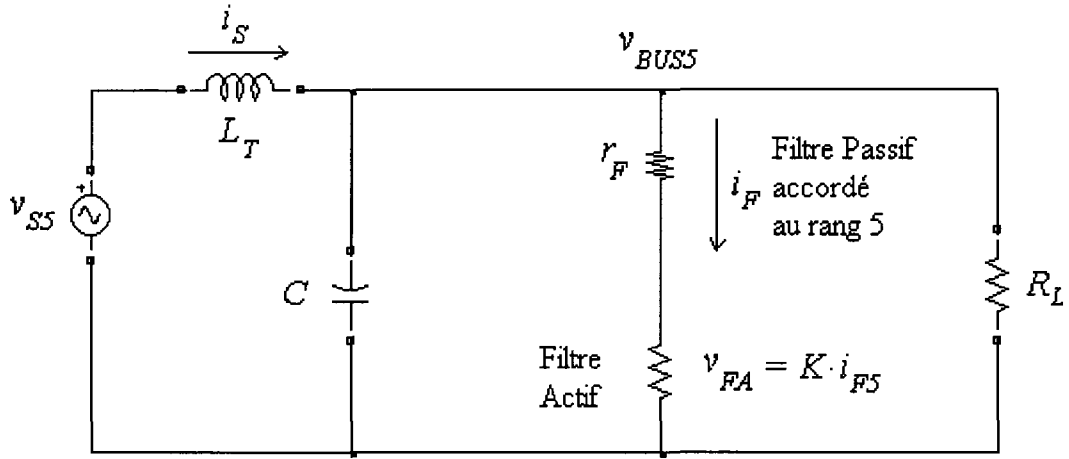


Figure 4-3 : Circuit équivalent monophasé correspondant à la 5^{ème} harmonique

Le courant harmonique de rang 5 circulant à travers le filtre passif, I_{F5} , est donné par :

$$I_{F5} = \frac{\frac{1}{r_F + K}}{1 - (5\omega)^2 L_T C + j5\omega L_T \left(\frac{1}{R_C} + \frac{1}{r_F + K} \right)} \quad \text{Éq. 4-7}$$

Cette expression montre bien, s'il n'y a pas de charge, ce qui signifie $R_C = \infty$, l'équation ci-dessus devient :

$$I_{F5} = \frac{1}{(1 - (5\omega)^2 L_T C) \cdot (r_F + K) + j5\omega L_T} \cdot V_{S5} \quad \text{Éq. 4-8}$$

En régulant le gain K , on peut bien contrôler et réduire la valeur efficace du courant I_{F5} .

4.3 Circuit de contrôle du filtre actif (hybride)

Le schéma bloc de contrôle du filtre actif est représenté par la figure 4-4. Il est composé de deux circuits :

Un circuit d'extraction de courant de 5^{ième} harmonique du courant qui traverse le filtre passif I_F ;

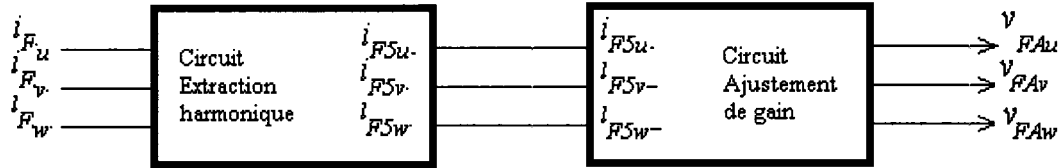


Figure 4-4 : Schéma bloc de contrôle du filtre actif

Ce circuit qui ajuste automatiquement le gain K . La tension de référence pour le filtre actif, v_{FA}^* est donnée par :

$$v_{FA}^* = K.i_{F5} \quad \text{Éq. 4-9}$$

où K est déterminé dans le circuit d'ajustement de gain.

4.3.1 Circuit d'extraction d'harmonique de rang 5

Il y a actuellement un bon nombre de circuit d'extraction d'harmonique qui ne porte pas de nom particulier parce que c'est un circuit simple, qui repose sur la technique de base utilisant le changement de référence. Le circuit est muni d'un PLL (voir annexe pour un exemple) pour que la base utilisant le vecteur de rotation (ωt) soit unique.

En premier lieu, le circuit détecte le courant triphasé traversant le filtre passif figure 4.5. La première transformation consiste à changer la base en (d, q) après le passage de la base (α, β) en utilisant le vecteur unitaire ($\cos 5\omega t, \sin 5\omega t$) avec une fréquence de rotation 5 fois supérieure à la fréquence de la ligne [11]. Par conséquent, seuls les courants qui ont des composantes positives harmoniques 5 sont transformés en com-

posantes continues dans la base (d, q) tandis que le fondamental et les autres courants harmoniques autres que le 5^{ième}, restent encore avec leur composante alternative.

À ce point, seuls les courants de séquence positive de 5^{ième} harmonique peuvent être extraits des courants dans les coordonnées (d, q) à travers les deux filtre-passe-bas avec une fréquence angulaire de 0.1 Hz. La transformation inverse (d, q) est appliquée encore une fois pour extraire la séquence positive de 5^{ième} harmonique, par la suite produisant des courants triphasés de séquence positive de 5^{ième} harmonique.

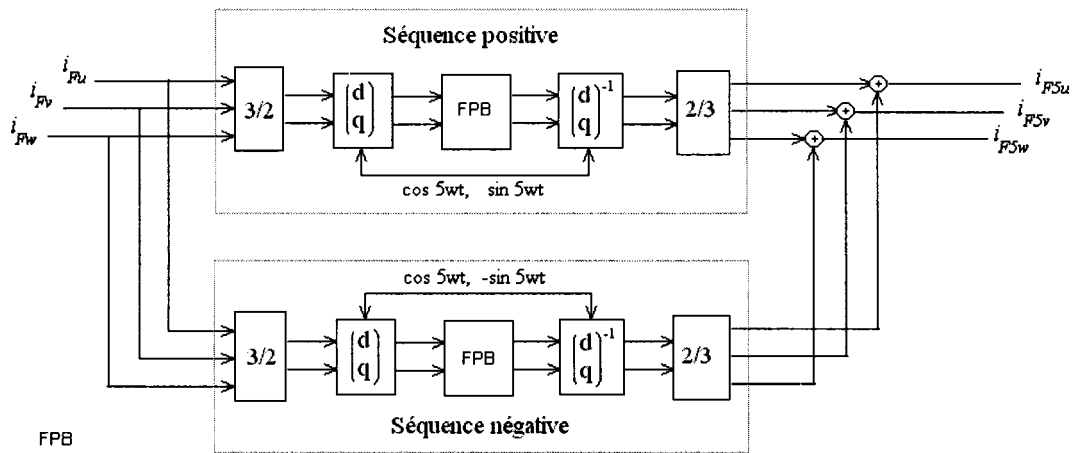


Figure 4-5 : Circuit d'extraction d'harmonique

Pour l'extraction de courants de séquence négative de 5^{ième} harmonique, on applique le même principe en utilisant le vecteur unitaire $(\cos 5\omega t, -\sin 5\omega t)$ où la rotation est dans le sens opposé de la précédente.

4.3.2 Circuit d'ajustement de gain

Le circuit d'ajustement de gain détermine le carré du courant d'harmonique 5 par phase, et il somme ensuite les trois termes, pour avoir le i_{F5}^2 , comme suit :

$$i_{F5}^2 = i_{F5u}^2 + i_{F5v}^2 + i_{F5w}^2 \quad \text{Éq. 4-10}$$

Le circuit compare i_{F5}^2 avec le carré de la valeur limite i_{F5}^* . Quand i_{F5}^2 est plus petit que le carré de i_{F5}^* , le circuit active le gain tel que $K = -r_F$. Quand i_{F5}^2 est plus grand, un contrôleur intégral régule le gain pour que i_{F5}^2 soit égal à i_{F5}^* .

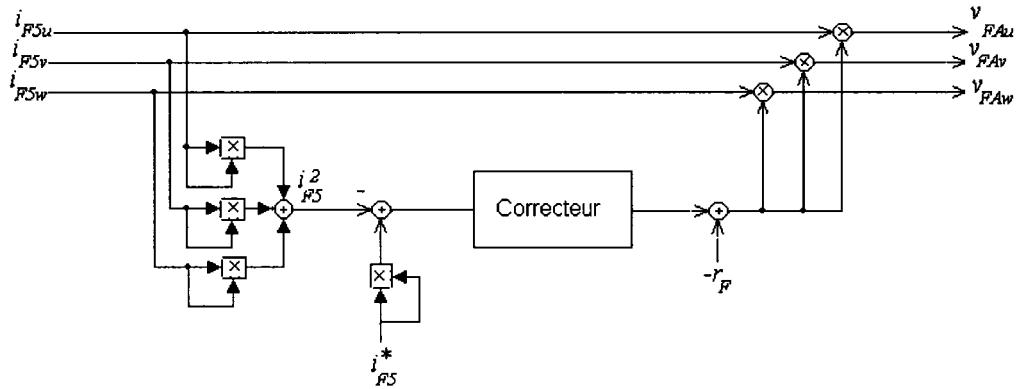


Figure 4-6 : Circuit de contrôle du gain

Cette mesure est nécessaire pour prévenir le filtre passif et le filtre actif contre l'échauffement ou la surintensité, par conséquent. Le circuit nécessite une réponse variant entre 1 et 4 secondes. Le gain du contrôleur intégral est ajusté à $K_I = 0.4\Omega/(A^2s)$. Ce qui implique que le circuit a environ 2 secondes pour ajuster le gain K de -2Ω à 0, quand une surintensité atteint environ deux fois la valeur admissible de i_{F5} traversant le filtre passif.

Il est important aussi de noter que tous les calculs tiennent compte que le régime soit équilibré. Ce qui réduit largement la tâche et la classe de la modélisation. Ce qui n'est réellement pas le cas.

4.4 Conclusion

La principale partie du travail nous a donc permis de développer une commande de filtre actif pour atténuer la résonance harmonique qui est un des effets de la propaga-

tion d'harmonique si la fréquence de résonance coïncide et / ou est proche d'une fréquence harmonique.

Le circuit de contrôle du filtre hybride se décompose en deux, le premier permet d'extraire les harmoniques par la méthode de puissance instantanée, en particulier l'harmonique 5 dans notre cas, et le second sert à ajuster le gain selon l'équation 4-1.

Au niveau simulation, les résultats sont reportés au chapitre suivant.

5 Résultats et commentaires

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons représenter une partie des résultats de simulation significatifs durant le travail. Le contexte et les conditions de travail (les paramètres théoriques) sont représentés par la configuration de la figure 5-1. On a considéré un simple schéma équivalent au point Y représenté par une source et une charge.

La charge non linéaire est représentée par une pure résistance et une tension harmonique ramenée à la source. La description des calculs est mentionnée dans le paragraphe 2.5.2. Le filtre hybride est représenté par un filtre passif est un filtre actif qui fonctionne en suivant la relation :

$$v_{FA}^* = K.i_{F5} \quad \text{Éq. 5-1}$$

Toutes les simulations sont faites par MATLAB/SIMULINK 7.0.4 dernière version, et disponible au laboratoire du département.

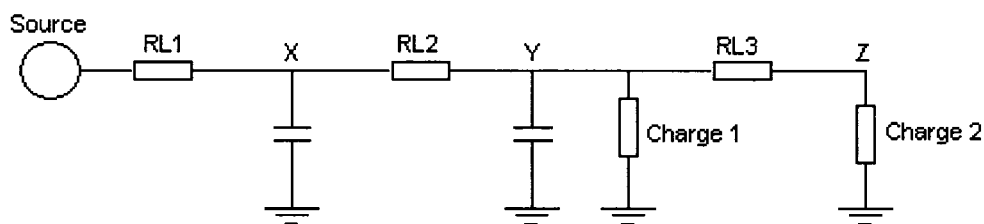


Figure 5-1 : Représentation simplifiée du réseau

$$V_s = 100 \text{ V à } 60\text{Hz}$$

$$V_{s5} = 10 \text{ V à } 300\text{Hz} \quad \text{Charge 2} = 5 \text{ ohms}$$

$$RL_1 = RL_2 = RL_3 = 0.05 \text{ ohm, } 300\mu\text{H} \quad C_1 = C_2 = C_3 = 100\mu\text{F}$$

La figure 5-1 représente l'impédance du réseau de la figure 2-3 sur le point de raccordement Y. Les fréquences de résonance sont autour de 400Hz et de 1100Hz. Dans tout ce qui suit, on considère seulement la fréquence autour de la 5^{ème} harmonique.

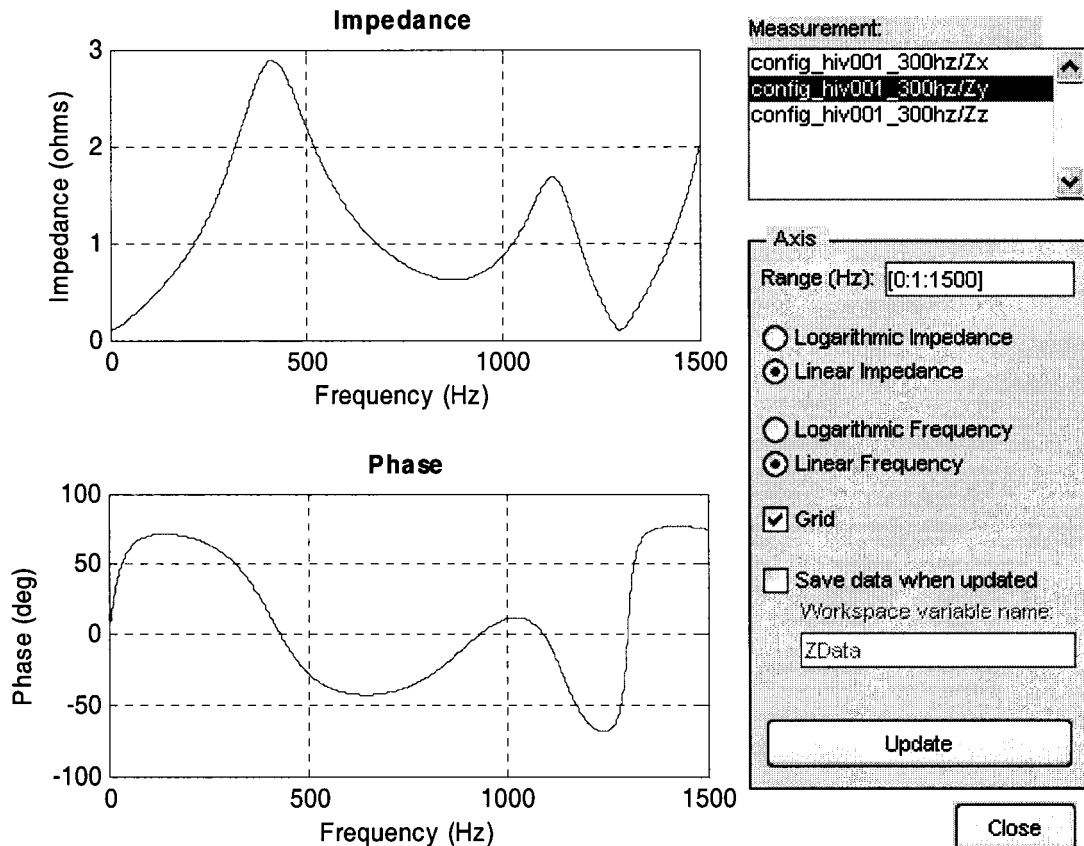


Figure 5-2 : Représentation graphique de l'impédance du réseau au point Y en fonction de la fréquence

La figure 5-2 représente l'évolution de l'impédance du réseau au point Y, en fonction de la fréquence. Il est utile de connaître cette évolution afin de savoir à quelles fréquences les différents points du réseau résonnent. Dans notre cas, cette valeur de pic correspond approximativement à 400Hz (cas de la figure 5-1), cas simplifié au départ où la fréquence de résonance est voisine de la 5^{ème} harmonique.

5.2 Résultats

La figure 5-3 représente l'allure des tensions aux différents points de la figure 5-1 avec une charge résistive de 5 ohms. Dans cette condition le filtre hybride n'est pas branché, on remarque la tension amplifiée par la résonance entre les éléments de la ligne et la capacité parallèle au bus Y.

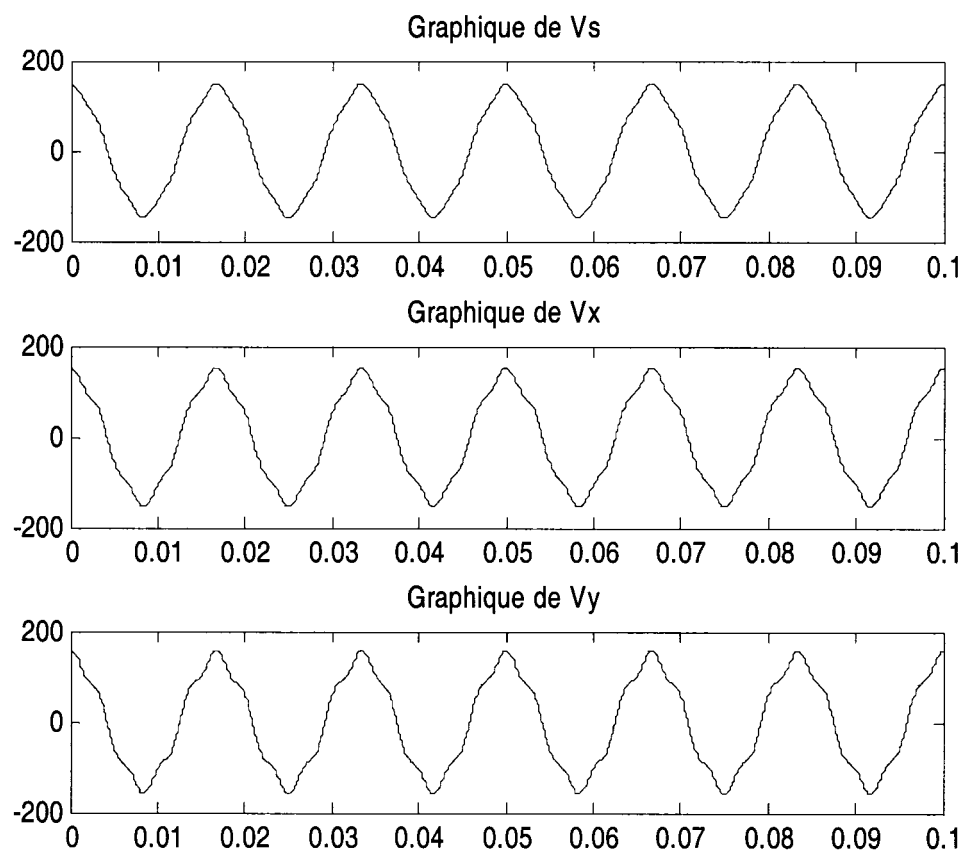


Figure 5-3 : Allure des tensions aux différents points (figure 5-1)

Le signal déformé signifie que l'existence de composantes harmoniques et résonance entre L_T et la capacité parallèle C . On réitère qu'en général, le comportement d'un réseau de distribution change de façon aléatoire et selon la dynamique de la charge. La figure 5-4 représente les formes d'onde avant l'installation du filtre hybride en augmentant la valeur de la charge à 10 ohms. La tension V_{bus} représente la tension au point Y.

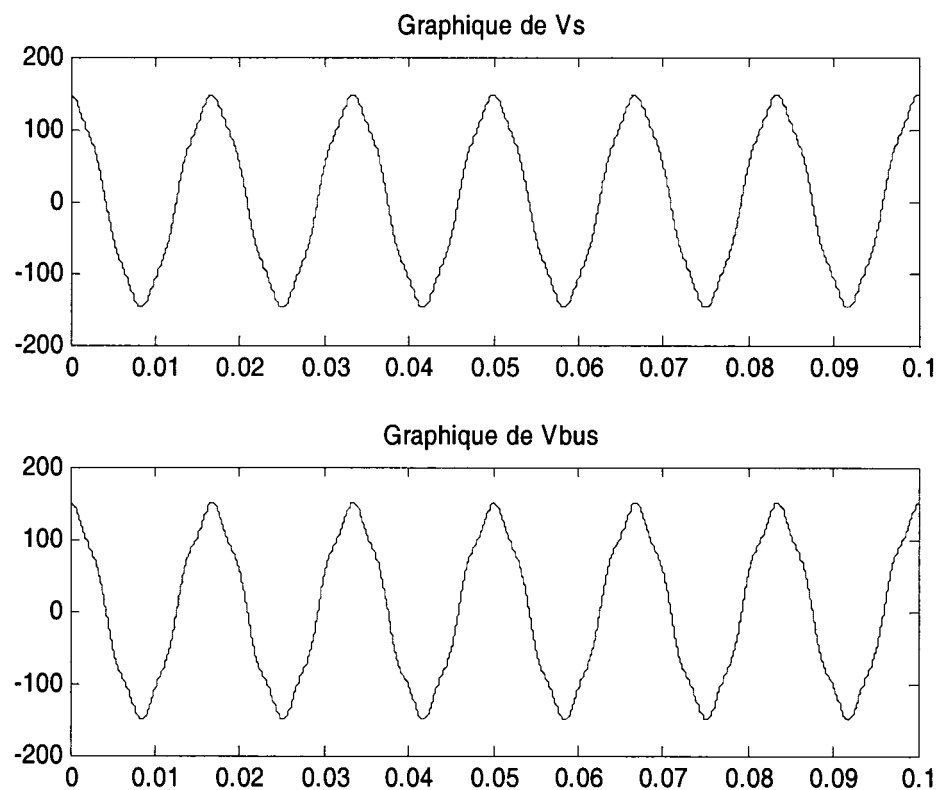


Figure 5-4 : Formes d'onde avant l'installation du filtre

La figure suivant 5-5 est la forme d'onde au point Y où V_{bus} est la tension relative à ce point.

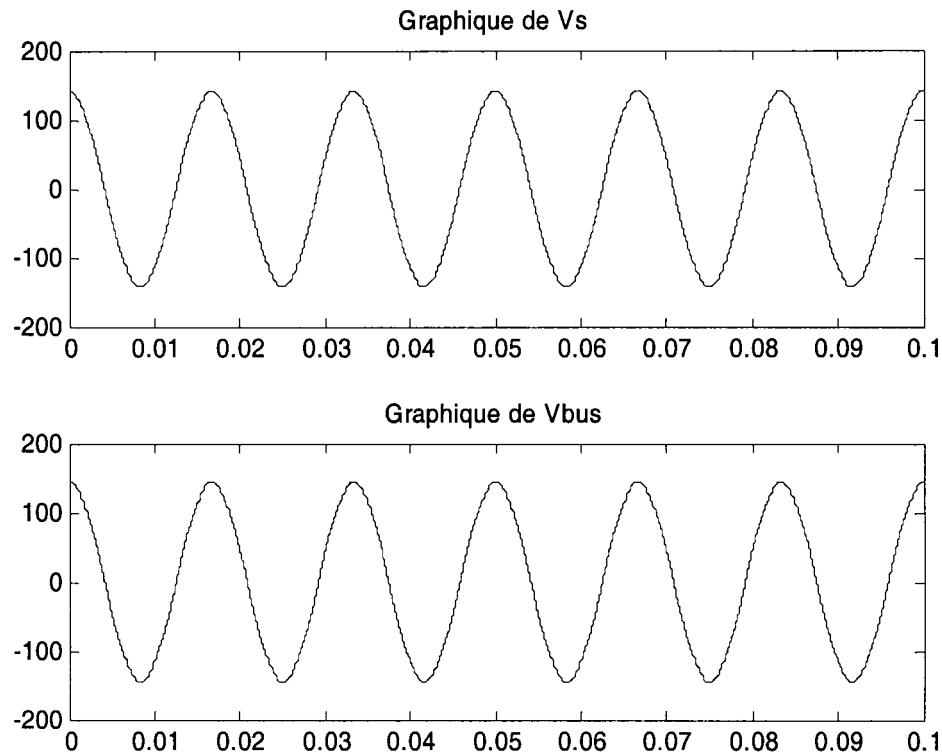


Figure 5-5 : Formes d'onde avec filtre hybride

5.3 Conclusion

L'ensemble des simulations réalisées permet de conclure la possibilité d'amélioration et d'atténuation de la propagation d'harmonique dans un réseau de distribution industrielle. Il est souhaitable d'implanter le module de contrôle étudié et proposé, pour une situation à temps réel afin de vérifier expérimentalement si la validation confirme la proposition au départ.

6 Conclusions générales et recommandations de travaux futurs

Pour les études des harmoniques, la série de Fourier et son analyse sont des concepts fondamentaux. Beaucoup d'algorithmes ont été développés pour le système de détection des harmoniques afin d'améliorer la qualité d'onde qui se propage dans les réseaux de distribution industriels par l'intermédiaire des dispositifs appropriés.

C'est pourquoi, dans le cadre de ce travail de mémoire, nous avons étudié et analysé le phénomène de propagation et d'amplification harmonique dans les réseaux de distribution industriel. Un des points abordés est l'atténuation de la résonance harmonique. Nous avons présenté une modélisation du système de distribution industriel. De cette modélisation, nous avons démontré les inconvénients et surtout les effets néfastes et indésirables qu'apporte la résonance harmonique dans le réseau de distribution. Ce modèle nous est utile pour approuver les propositions.

Prédire avec précision la réponse du système de distribution électrique en présence des harmoniques exige des modèles réalistes pour la modélisation des éléments de l'ensemble du système en question. La première proposition consistait à atténuer les effets de la propagation d'harmoniques dans le réseau en contrôlant d'abord la présence des composantes harmoniques pouvant exister dans le réseau en plein fonctionnement. Les filtres passifs ont pu assurer cette fonction. Un sérieux dimensionnement des éléments du filtre en question est nécessaire et primordial afin de garder la longévité des éléments constitutifs. Les solutions apportées aux harmoniques jusqu'ici peuvent être classifiées comme des mesures plus préventives que correctives.

Les filtres passifs et les filtres actifs sont complémentaires et largement utilisés, dans de nombreux cas, pour conjuguer ensemble la décision qu'on devait prendre. Dans ce cas, la proposition suivante consistait à proposer et à installer une stratégie de commande du filtre actif en implantant un circuit de contrôle de gain. Cette solution nous a permis d'avoir de meilleures améliorations avant que les problèmes d'harmoniques apparaissent. On a tenu compte seulement de l'harmonique de rang 5 pendant les analyses et de processus de calcul jusqu'à la prise de décision finale.

Cet aspect nous a permis de résumer des idées clés de tous les chapitres. La propagation de courant harmonique dans un réseau et la distorsion de tension associée dépendent des caractéristiques des sources harmoniques et surtout de la structure générale du réseau. Ces caractéristiques et leurs considérations, dans ce qu'on a modélisé, sont très délicates du fait qu'on se limitait à la fréquence de cinquième harmonique. Dans l'amélioration des études futures, sur ce même sujet, il est conseillé de tenir compte de différentes approches : le régime déséquilibré, élargir la fréquence ciblée (rangs 7, 9, 11, etc.)

Toutes les simulations sont réalisées à partir de SimPowerBlockset de MatLab. Une exploration très riche en expertise pendant l'élaboration de ce travail.

Et finalement, ce travail a permis, d'abord de développer une méthodologie de recherche au sein de l'ex Laboratoire de la Chaire de Puissance afin d'approfondir le fonctionnement d'un réseau de distribution en général par le biais de la modélisation complète malgré la complexité de chaque modèle. La validation posait un problème au niveau des matériels qui n'étaient pas disponibles. Différents problèmes ont été abordés pendant la réalisation des simulations, pourtant on a pu déceler certains points intéressants méritant une profonde réflexion dans la future recherche.

Bibliographie

- [1] Sanae Rechka. – *Etude de méthodes de filtrage des harmoniques dans les réseaux électriques de distributions*. – UQTR, Avril 2002.
- [2] Thierry Gouraud. – *Identification et rejet de perturbations harmoniques dans les réseaux de distribution électrique*. – Université de Nantes, Nantes – Janvier 1997
- [3] Sanae Rechka, Eloi Ngadui, Jianhong Xu, and Pierre Sicard, « A comparative study of harmonic detection algorithms for active filters and hybrid active filters », *IEEE PES Conference*, Australia – June 2002, pp. 357 – 363.
- [4] Sanae Rechka, Eloi Ngadui, Jianhong Xu, and Pierre Sicard, « Performance evaluation of harmonics methods applied to harmonics compensation in presence of common power quality problems », *Electrimacs conference*, Montréal – August 2002.
- [5] H. Joël Nanga Ndjana. *Système auxiliaire de compensation de creux de tension*. UQTR, Mars 2005.
- [6] IEEE Working Group on Nonsinusoidal Situations, « Practical Definitions for Powers in Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Unbalanced Loads: A Discussion », *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 11, No. 1, January 1996, pp. 79-101.
- [7] A. E. Emanuel, « On the Definition of Power Factor and Apparent Power in Unbalanced Polyphase Circuits », *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, No. 3, July 1993, pp.841-852.
- [8] Philippe Maurras, « La maîtrise de la perturbation harmonique », EDF NEWS LETTER N°1, Paris – 1997

- [9] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, « Modeling and Simulation of the Propagation of Harmonics in Electric Power Networks Part I : Concepts, Models and Simulation Techniques », *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.11, No.1, January 1996, pp. 452-465.
- [10] Xu (J.). – *Filtrage actif parallèle des harmoniques des réseaux de distribution d'électricité*. – INPL, Thèse de doctorat, 1994.
- [11] Task force on Harmonics Modeling and Simulation, « The modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks Part II : Sample systems and Examples », *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.11, No.1, January 1996, pp. 466-474.
- [12] Hideaki Fujita, Takahiro, Yamasaki, Hirofumi Akagi, - « A hybrid active filter for damping of harmonic resonance in industrial power systems » - *IEEE transactions*, vol 15, March 2000, pp.215 – 222
- [13] Hirofumi Akagi, « Active harmonic filters », *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, N°12, December 2005, pp. 2128 – 2141.
- [14] P. Andréani, « Filtrage THM et maîtrise des harmoniques en amont des ASI », *Le savoir-faire MGE*, Saint Ismier France, Février 2000.
- [15] Philippe Maurras, « La maîtrise de la perturbation harmonique », *EDF NEWS LETTER N°1*, Paris – 1997.
- [16] Aysen Arsoy, S. Mark Halpin, Yilu Liu, Paulo F. Ribeiro, - « Modeling and simulation of power system, harmonics », - Task Force on Harmonics Modeling and Simulation, - IEEE Power Engineering Society 1999. [CD-ROM]
- [17] Serge Bernard, Gérard Trochain, « Compensation des courants harmoniques générées par les ordinateurs grâce à un compensateur actif d'harmoniques révolutionnaire », *Le savoir-faire MGE*, Saint Ismier France, Janvier 2000.

- [18] Takaharu Takeshita, Nobuyuki Matsui. – « Current waveform control of PWM converter system for harmonic suppression on distribution system ». *IEEE*, 2003, pp.1134 – 1139.
- [19] Takaharu Takeshita, Nobuyuki Matsui. – « Control of active filters using source current detection ». – *IEEE*, 2003, pp. 1515 – 1520.
- [20] J. Häfner, M. Aredes and K. Heumann « A shunt active power filter applied to high voltage distribution lines». – *IEEE Transaction*, Vol 12 January 1997
- [21] Jos Arrillaga – « Hight voltage direct current transmission ». 2nd edition, IEE Power and Energy Series 29. 1998.
- [22] Yao (Z.), Lahaie (S.) et Rajagopalan (V.). « Robust compensator of harmonics and reactive power ». In : PESC, 1995, pp. 215 – 220.
- [23] Eskandar Gholipour Shahraki. – *Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques*. – Nancy-I, thèse de doctorat, 2003
- [24] K. Srinivasan, « Harmonics and Symmetrical Components » Power Quality Assurance, Jan/Feb 1997.
- [25] T. Gouraud, F. Auger, M. Guglielmi, M. Machmoum, S. Siala et M.F. Benkhoris. A maximum likelihood approach to harmonics measurements in power systems. *IEEE - Workshop on Computers in Power Electronics.*, 1994. pp. 244 – 249.
- [26] "Limits for Harmonic Current Emmisions," International Electrotechnical Commission Standard IEC 1000-3-2, March 1995.
- [27] W.-K. Chen, Linear Networks and Systems (Book style). Belmont, CA : Wadsworth, 1993, pp. 123–135.

Annexe A

Circuit PLL

Introduction

La tension du réseau est généralement perturbée ou / et déformée, et afin de généraliser l'application de la méthode d'identification à tout type de tension sur le réseau, on utilise un système de base PLL ou boucle à verrouillage de phase, basée sur la tension.

Méthode basée sur la tension

Le principe consiste à mettre en œuvre la propriété fondamentale de la transformation de Park [24], [25]: si la dérivée de l'angle instantané intervenant dans la transformation est égale à la pulsation du système, en admettant un régime triphasé et équilibré, alors les composantes suivant les axes d et q sont constantes.

Le schéma général est représenté par la figure A.1. v_a , v_b et v_c représentent les tensions simples prélevées au point de raccordement. Elles sont soumises à la première transformation de Concordia. On exprime encore une fois les tensions obtenues dans le référentiel de Park. L'angle de rotation $\hat{\theta}$ est obtenu par l'intégration de la valeur estimée de $\hat{\omega}$ par le biais d'un régulateur PI. On veut que la pulsation $\hat{\omega}$ du repère tournant soit égale à la pulsation ω du système de tensions v_a , v_b et v_c qui sont toutes fonctions de θ , ce qui veut dire fixer la tension de référence en travaillant sur v_q .

Le système de tension mesurée au point de raccordement est :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{2}V.\cos(\omega t) \\ \sqrt{2}V.\cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sqrt{2}V.\cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \quad \text{Éq. A-1}$$

La matrice pour la transformation de Concordia :

$$M_{Conc} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad \text{Éq. A-2}$$

La matrice pour la transformation de Park :

$$M_{Park} = \begin{bmatrix} \cos \hat{\theta} & \sin \hat{\theta} \\ -\sin \hat{\theta} & \cos \hat{\theta} \end{bmatrix} \quad \text{Éq. A-3}$$

$$\hat{\theta} = \frac{1}{s} \hat{\omega} \quad \text{Éq. A-4}$$

Pour une faible valeur de $\Delta\theta$ le terme $\sin(\Delta\theta)$ est approximativement égale à $\Delta\theta$, dans ce cas on peut représenter le schéma simplifier de la PLL par la figure B.2.

En développant la figure A.2, on a l'équation A-5, et la fonction de transfert du régulateur PI est sous la forme :

$$G_{PI} = k_p + \frac{k_i}{s} \quad \text{Éq. A-5}$$

La détermination de k_i et de k_p du régulateur – correcteur se fait par l'identification de la fonction de transfert en boucle fermée à un second ordre. Dans notre cas, on a choisi le coefficient d'amortissement ξ à 0.7.

$$\frac{\hat{v}_q}{v_q} = \frac{-\sqrt{3}V(k_i + k_p s)}{s^2 - \sqrt{3}V k_p s - \sqrt{3}V k_i} \quad \text{Éq. A-6}$$

Ensuite, la pulsation naturelle ω_l est calculée selon le critère lié à la rapidité du système en boucle fermée.

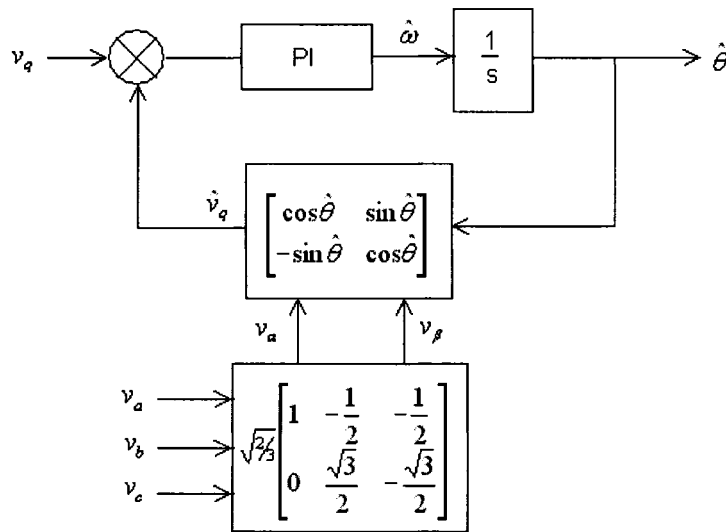


Figure A-0-1 : Schéma de principe du PLL

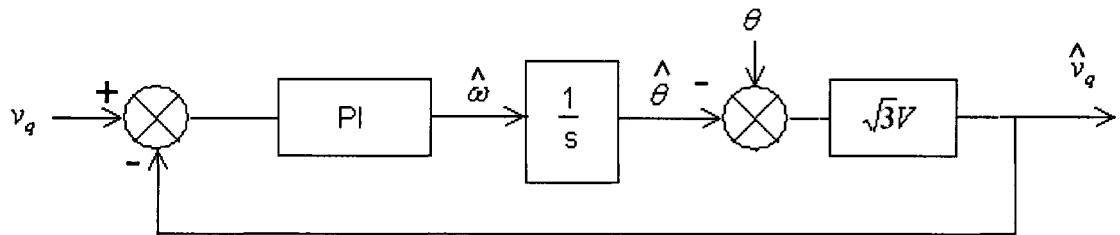


Figure A-0-2 : Schéma simplifié

L'identification des paramètres du régulateur – correcteur nous donne :

$$k_i = \frac{-\omega_i^2}{\sqrt{3}V}$$

Éq. A-7

$$k_p = \frac{-2\xi\omega_i}{\sqrt{3}V}$$

Éq. A-8

Annexe B

Tableau B-1 : Limites de courant de distorsion (en % de I_L) pour le réseau de distribution (120-69,000 V)

I_{sc}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	DTD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Tableau B-2 : Limites de courant de distorsion (en % de I_L) pour le réseau de transport (69,001-161,000V)

I_{SC}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	DTD
<20	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20-50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50-100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100-1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Tableau B-3 : Limites de courant de distorsion (en % de I_L) pour le réseau de transport (>161,000 V)

I_{SC}/I_L	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	DTD
<50	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
≥ 50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Tableau B-4 : Limite de tension de distorsion (en % V_1)

Tension PCC	Harmonique individuel (%)	THD _V (%)
≤ 69 kV	3.0	5.0
69-161 kV	1.5	2.5
≥ 161 kV	1.0	1.5

Tableau B-5 : Courant harmonique pour les charges non linéaires

rang	Charge 50 kVA		Charge 100 kVA (3% puissance réactive)	
	I_h (%)	θ_h (°)	I_h (%)	θ_h (°)
1	100.00	-7.40	100.00	-15.50
5	72.46	-219.03	34.81	-268.72
7	51.03	-56.20	10.76	-176.84
11	13.75	-285.10	6.30	-149.36
13	5.02	-172.22	3.24	-118.55
17	5.27	-113.89	2.48	-53.90
19	3.51	-334.00	1.89	-36.00
23	2.21	-288.60	1.16	-332.30
25	2.17	-153.11	1.12	-309.20